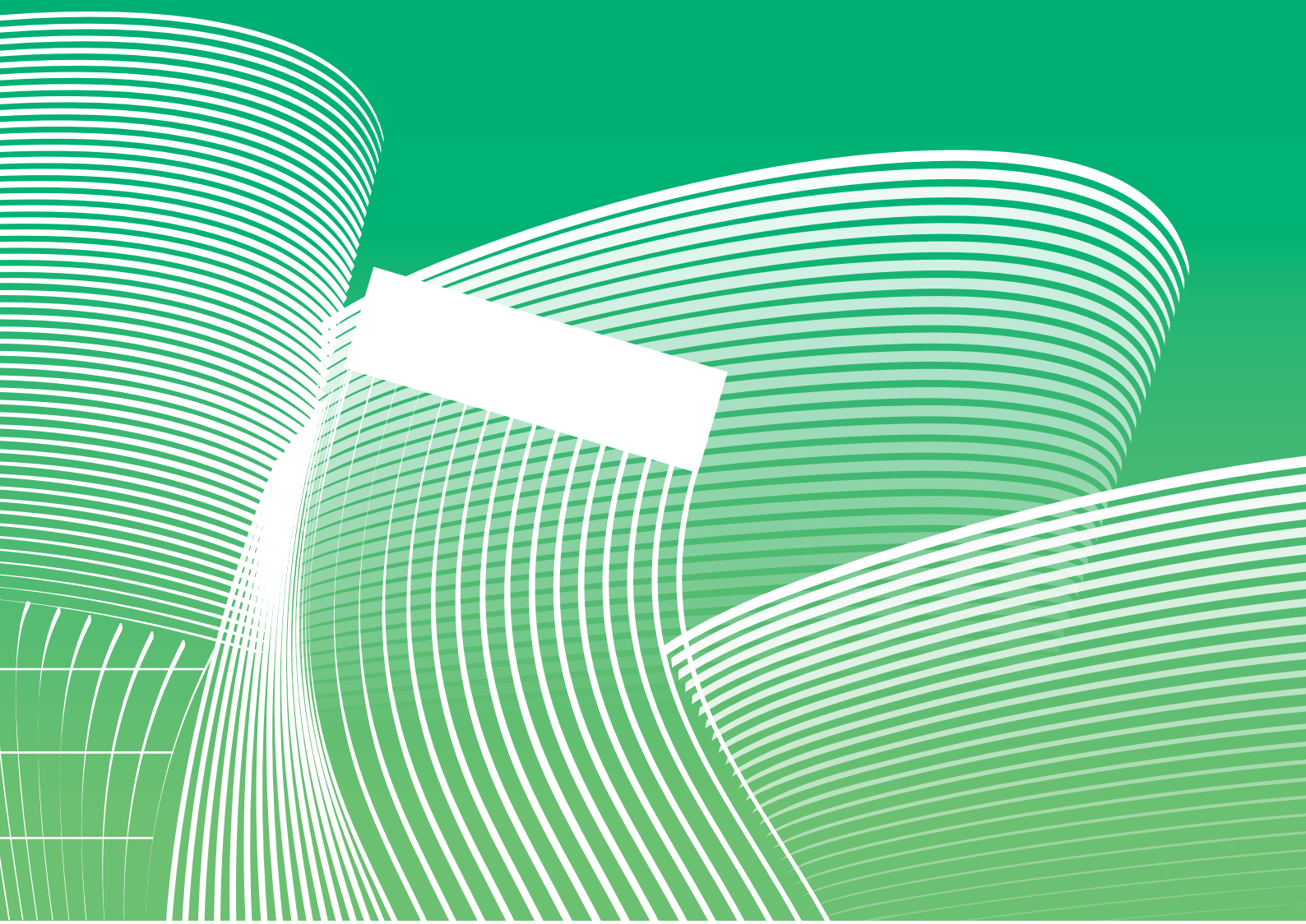


MEMORIA
ANUAL
2015



Grupo Enel

Tabla de contenido

5	>	ESTRUCTURA DE PROPIEDAD
6	>	COMPOSICIÓN ACCIONARIA
7	>	JUNTA DIRECTIVA
8	>	COMITÉ DE AUDITORÍA
8	>	COMITÉ DE BUEN GOBIERNO Y EVALUACIÓN
9	>	OBJETO SOCIAL
10	>	CARTA A LOS ACCIONISTAS
16	>	GENERACIÓN DE ENERGÍA
24	>	GESTIÓN DE LA ENERGÍA
38	>	PROYECTO HIDROELÉCTRICO EL QUIMBO
42	>	GESTIÓN DE DESARROLLO DEL NEGOCIO
46	>	GESTIÓN DE LA SOSTENIBILIDAD
54	>	GESTIÓN DE COMPRAS Y APROVISIONAMIENTO
60	>	GESTIÓN FINANCIERA
68	>	GESTIÓN DE AUDITORÍA INTERNA
72	>	GESTIÓN JURÍDICA
76	>	GESTIÓN REGULATORIA, RELACIONAMIENTO INSTITUCIONAL Y MEDIO AMBIENTE
80	>	GESTIÓN DE PERSONAL
94	>	GESTIÓN DE COMUNICACIÓN
98	>	GESTIÓN DE SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
102	>	GESTIÓN DE SERVICIOS ADMINISTRATIVOS Y SEGURIDAD
108	>	ESTADOS FINANCIEROS
216	>	CÓDIGO DE COMERCIO
222	>	INFORME ESPECIAL DE GRUPO EMPRESARIAL



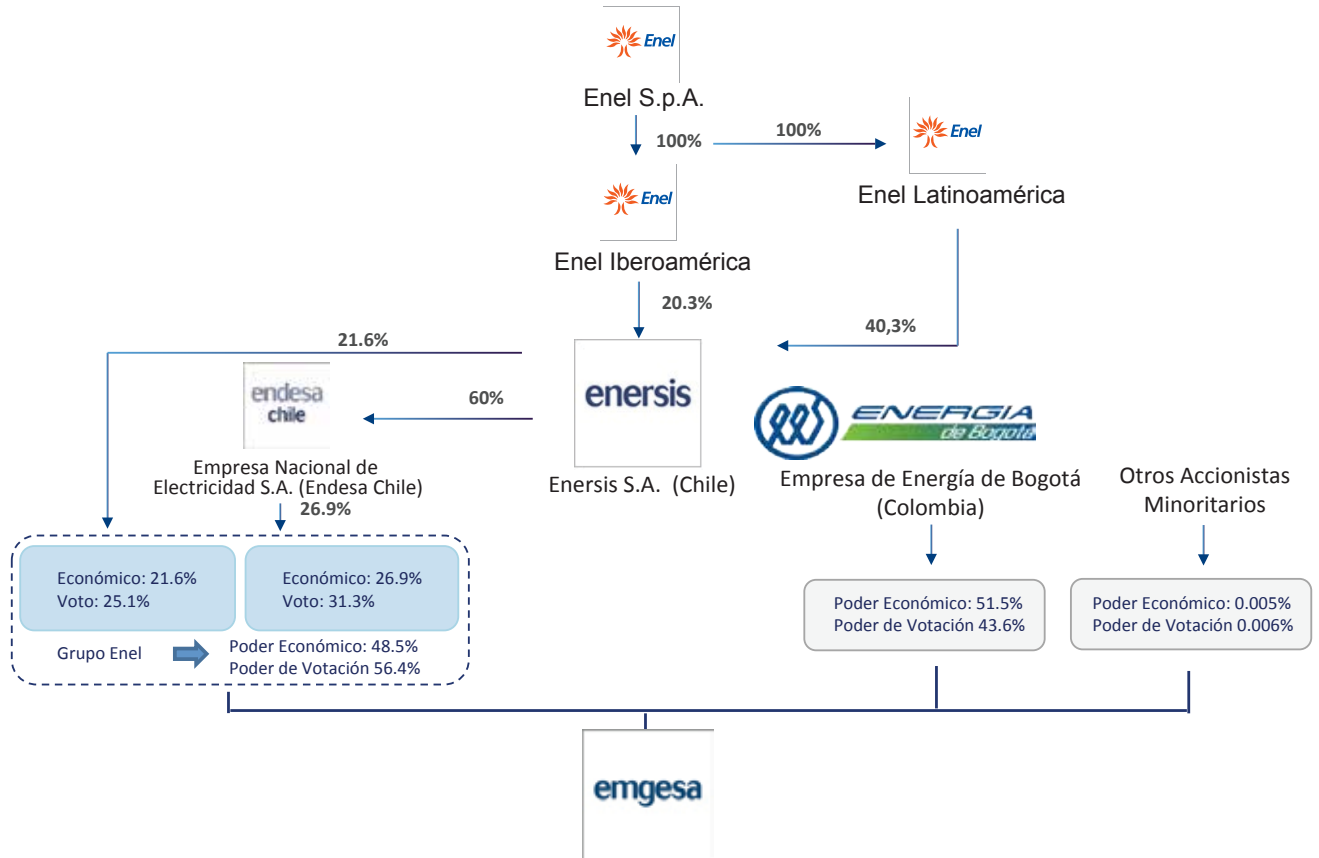
Emgesa hace parte del Grupo Enel, una empresa de carácter global, posicionada para suministrar energía abierta en todo el mundo. Actualmente, Enel realiza operaciones en más de 30 países de cuatro continentes, gestiona la generación de energía de más de 89 GW de capacidad instalada neta y distribuye electricidad y gas a través de una red que abarca alrededor de 1,9 millones de kilómetros.

El Grupo Enel suministra energía más fiable y cada vez más sostenible a más de 61 millones de usuarios finales en todo el mundo y cuenta con la mayor base de clientes en los mercados de Europa y Latinoamérica. El Grupo Enel es una de las principales compañías eléctricas de Europa en términos de capacidad instalada y EBITDA reportado.

El mundo ha cambiado. Más personas tienen más acceso a tecnologías más potentes que nunca. A medida que mejora el suministro a las personas, la energía debe permitirles ampliar sus usos. Es por eso que Emgesa y las empresas del Grupo Enel, están comprometidas con la apertura de la energía a más personas, tecnologías, usos y asociados.

En un mundo cada vez más conectado, el Grupo Enel trabaja dándole forma al futuro de la energía.

Estructura de propiedad



Composición Accionaria

ACCIONISTA	NÚMERO DE ACCIONES	PARTICIPACIÓN
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.		
Acciones Ordinarias	55.758.250	
Acciones Preferenciales	20.952.601	
Total Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	76.710.851	51,51%
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	40.019.173	26,87%
Enersis S.A.	32.176.823	21,61%
Minoritarios	7.315	0,01%
TOTAL	148.914.162	100,00%

Junta Directiva

Renglón	Principal	Suplente
Primero	Bruno Riga	Diana Marcela Jiménez
Segundo	Lucio Rubio Díaz	Fernando Gutiérrez Medina
Tercero	José Antonio Vargas Lleras	Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira
Cuarto	Ricardo Roa Barragán	Álvaro Torres Macías
Quinto	Ricardo Bonilla González	Vacante
Sexto (Independiente)	Vacante	José Alejandro Herrera Lozano
Séptimo (Independiente)	Luisa Fernanda Lafaurie	Andrés López Valderrama

Gerente	Bruno Riga
Primer suplente del gerente	Lucio Rubio Díaz
Segundo suplente del gerente	Fernando Gutiérrez Medina

Comité de Auditoría

Principal	Suplente
Lucio Rubio Díaz	Fernando Gutiérrez Medina
Ricardo Roa Barragán	Álvaro Torres Macías
Luisa Fernanda Lafaurie	Andrés López Valderrama
Vacante	José Alejandro Herrera Lozano

Comité de Buen Gobierno y Evaluación

Principal	Suplente
Ricardo Roa Barragán	Álvaro Torres Macías
José Antonio Vargas Lleras	Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira
Lucio Rubio Díaz	Fernando Gutiérrez Medina



Objeto social

“La sociedad tiene por objeto principal la generación y la comercialización de energía eléctrica en los términos de la Ley 143 de 1994 y las normas que la reglamenten, adicionen, modifiquen o deroguen, y todo tipo de actividades relacionadas de forma directa, indirecta, complementaria o auxiliar con el negocio de comercialización de gas combustible, adelantando las acciones necesarias para preservar el medio ambiente y las buenas relaciones con la comunidad en la zona de influencia de sus proyectos; y realizar obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica y comercializar productos en beneficio de sus clientes, así mismo, la sociedad podrá en desarrollo de su objeto social, ejecutar todas las actividades relacionadas con la exploración, desarrollo, investigación, explotación, comercialización, almacenamiento, mercadeo, transporte y distribución de minerales y material pétreo, así como el manejo administrativo, operacional y técnico relacionado con la producción de minerales y la exploración y explotación de yacimientos en la República de Colombia, incluyendo la compra, venta, alquiler, distribución, importación y exportación de materias primas, elementos, maquinaria y equipos para el sector minero. De igual manera, la sociedad podrá promover y fundar establecimientos o agencias en Colombia y en el exterior, adquirir a cualquier título toda clase de bienes muebles e inmuebles, arrendarlos, enajenarlos, gravarlos y darlos en garantía; explotar marcas, nombres comerciales, patentes, invenciones o cualquier otro bien incorporal; participar en licitaciones públicas y privadas, celebrar y ejecutar toda clase de contratos y de actos, bien sea civiles, laborales, comerciales o financieros o de cualquier naturaleza que sean necesarios, convenientes o apropiados para el logro de sus fines; dar a, o recibir de, sus accionistas, matrices, subsidiarias, y terceros dinero en mutuo; girar, aceptar, endosar, cobrar y pagar toda clase de títulos valores, instrumentos negociables, acciones, títulos ejecutivos y demás; celebrar contratos de sociedad o adquirir acciones en sociedades y participar como socia en otras empresas de servicios públicos; escindirse y fusionarse con otras sociedades que tengan un objeto social afín; asumir cualquier forma asociativa o de colaboración empresarial con personas naturales y jurídicas, nacionales y extranjeras, para adelantar actividades relacionadas, conexas y complementarias con su objetos social”.

Carta a los Accionistas

Estimados Accionistas:

Nos complace presentar los resultados de la Compañía y los hechos más relevantes de su gestión durante el 2015.

El entorno macroeconómico colombiano mostró un buen comportamiento debido al descenso en el boom de los commodities ocasionado por la baja demanda de China, país que presentó el crecimiento más bajo en los últimos 25 años (6,9%). Los buenos resultados en Colombia se reflejaron principalmente en la evolución del Producto Interno Bruto (PIB), que en los meses de enero a septiembre de 2015 creció 3,2% frente al mismo periodo de 2014. Así mismo, la tasa de desempleo fue la más baja de los últimos 15 años, la cual se situó en 8,9%. El crecimiento del PIB colombiano de 3,17% en el tercer trimestre de 2015 frente al mismo periodo de 2014, estuvo por encima del presentado por algunos países de la región (2,6% en México, 2,27% en Chile, -4,45% en Brasil y 2,91% en Perú). Sin embargo, las proyecciones de crecimiento para Colombia se han revisado a la baja (2,7% - 3,0%) por parte del equipo técnico del Banco de la República, debido al pronóstico de precios bajos para los commodities.

El Índice de Precios al Consumidor (IPC) presentó una variación de 6,77% en 2015, que superó en 3,11% a la inflación presentada en 2014 (3,66%). Ante el panorama de inflación acelerada observada durante el 2015, la Junta Directiva del Banco de la República empezó a subir desde el mes de septiembre su tasa de interés de intervención, fijándola en diciembre de 2015 en 5,75%.

Por su parte, el Índice de Precios al Productor por oferta interna (IPP) presentó una variación de 9,57% en 2015, superior en 3,24% frente a la variación presentada en 2014 (6,33%), que incide negativamente en el precio de nuestras compras en contratos de energía eléctrica, en balance con el efecto positivo en nuestros ingresos, pues parte de la tarifa también se indexa a este indicador.

La tasa representativa del mercado (TRM) del peso frente al dólar, al cierre del mes de diciembre de 2015, fue de \$3.149,47/USD, lo que representó una devaluación nominal de 31,6% con respecto a la tasa de cambio de cierre del año anterior (\$2.392,46/USD). En el segundo semestre de 2015 la TRM mostró una clara tendencia de devaluación del peso colombiano, en gran medida como consecuencia de la expectativa de menor entrada de dólares a la economía colombiana. Esta situación fue ocasionada por la disminución de los ingresos por exportaciones de petróleo, a raíz del descenso en los precios internacionales del crudo. El precio del barril WTI de referencia para Colombia cerró en diciembre de 2015 en USD\$37,04 acumulando una caída en precio de 32,11% en dicho periodo.

Como otro hecho relevante reciente de nuestro entorno macroeconómico se debe mencionar la firma del acuerdo para el fin del conflicto armado en Colombia con la guerrilla de las FARC, en La Habana, Cuba en el mes de septiembre de 2015. Este acuerdo pacta como fecha límite para la firma del convenio definitivo, el desarme y desmovilización de la agrupación insurgente el 23 de marzo de 2016, lo cual según un estudio del Departamento Nacional de Planeación, podría tener un impacto positivo en las cifras de crecimiento del país de entre 1,1% y 1,9%.

De cara al 2016 es pertinente señalar algunos riesgos que podría enfrentar la economía colombiana, a partir de los resultados que arrojó la “Encuesta de percepción sobre riesgos del sistema financiero” aplicada por el Banco de la República entre noviembre y diciembre de 2015 a instituciones del sistema financiero, gremios, centros de investigación y universidades en el país. Las principales preocupaciones del sector se centran en el deterioro de la calidad de la cartera debido a las previsiones de un año 2016 con desempeño económico discreto en términos de crecimiento.

La demanda de energía nacional en 2015 alcanzó los 66.174 GWh, reflejando un crecimiento de 4,2% con respecto a 2014, acorde con el comportamiento del Producto Interno Bruto colombiano. En 2015 la demanda máxima de potencia se dio el 2 de diciembre, alcanzando un valor de 10.095 MW que se constituyó en el nuevo máximo histórico, superando en 5,7% al anterior máximo histórico presentado en el año 2014 (9.551 MW).

La oferta de energía eléctrica en Colombia en 2015 estuvo determinada por condiciones de sequía, reflejadas en aportes hidrológicos en los embalses del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de 89% con respecto a la media histórica (en 2014 los aportes hidrológicos fueron de 93% con respecto a la media histórica). Los bajos aportes hidrológicos confirmaron la presencia del fenómeno de El Niño, que empezó a difundirse con mayor fuerza en el mes de septiembre, lo que ocasionó un significativo crecimiento del precio de la Bolsa, que superó el precio de escasez en 109 días durante el año (10 días en el mes de mayo y desde el 20 de septiembre hasta fin de año de forma continua). El precio promedio de Bolsa del año fue 378 \$/kWh (68% mayor con respecto a 2014 cuando en promedio resultó de \$224,9/kWh). Se destaca que el precio de bolsa alcanzó un máximo horario de 2.821 \$/kWh (octubre 5, periodo 9). Este nivel de precios condujo a la CREG a establecer un techo al precio de oferta de los recursos (75% del costo del primer escalón de racionamiento - Res. CREG 172 de 2015).

Emgesa registró durante el 2015 aportes hidrológicos de las cuencas aferentes a El Quimbo, Betania y Bogotá que fueron deficitarios debido a los efectos del fenómeno de El Niño de intensidad fuerte que inició en febrero de 2015. Por el contrario, la cuenca afluente al Guavio recibió aportes superiores a la media. Mientras los aportes a nivel nacional (SIN) fueron deficitarios, los altos aportes registrados durante el 2015 en Guavio fueron aprovechados en su mayoría gracias a la coordinación y desplazamiento de trabajos de mantenimiento previstos en la subestación y la coordinación de la operación. La Empresa realizó una gestión óptima del portafolio que permitió la consecución de un margen variable anual (gross margin) de \$1.918 miles de millones (3% superior al año 2014), el más alto en la historia de la Compañía, año en el que además se registró el mayor margen histórico mensual de Emgesa en el mes de diciembre de 2015 con \$203 mil millones.

Las ventas totales de energía en 2015 fueron de 16.886 GWh, superiores a las presentadas en 2014 en un 7,1%; de las ventas de 2014 12.505 GWh correspondieron a ventas en contratos (9.070 GWh en contratos con clientes del Mercado Mayorista y 3.435 GWh en contratos con clientes del Mercado No Regulado) y 4.381 GWh correspondieron a ventas en el mercado spot (Bolsa, Reconciliaciones y Servicio de AGC). Como producto del entorno energético, hidrológico y del mercado, las ventas en contratos en 2015 crecieron un 18,3% con respecto a 2014 como resultado de un incremento en el nivel de contratación definido en la política comercial; en contraste las ventas en el mercado spot decrecieron un 8,8% en 2015 con respecto al año anterior.

Durante el 2015 se consolidó el ingreso de Emgesa al mercado de comercialización de gas en Colombia, al lograr ventas por un total de 55 Mm³ y obtener un margen variable de \$2.008 millones. Se atendieron clientes industriales (no regulados) en Bogotá y Manizales, y en boca de pozo (mercado secundario). Adicionalmente se aseguró el aprovisionamiento de gas de largo plazo, hasta 2020, de los campos Cusiana-Cupiagua y Clarinete 1, y se logró la firma de contratos de venta con clientes finales en un alto porcentaje para este mismo periodo.

El 16 de noviembre entró en operación comercial la Central Hidroeléctrica El Quimbo, con una potencia de aproximadamente 400MW, y con la capacidad de aportar el 4% de la demanda del país. El avance durante el año fue del 12,83%, con lo cual alcanzó un 97,80% de avance físico ejecutado a diciembre de 2015. Para la entrada en operación, desde el punto de vista comercial y regulatorio, se llevaron a cabo principalmente acciones en coordinación con el Operador de Mercado Nacional (XM), dando cumplimiento a las exigencias legales de los Acuerdos Nacionales de Operación. Con esta nueva capacidad, Emgesa cuenta con una potencia neta instalada de 3.411 MW, el 21% de la capacidad del país (de 15.909 MW), lo que la ratificó en el segundo puesto entre los agentes generadores en Colombia.

En materia de resultados es grato mencionar que los ingresos operacionales alcanzaron los \$3,3 billones, lo cual representa un incremento del 23,8% respecto al mismo periodo del año anterior, debido principalmente a la mayor generación y al incremento de los precios de la energía, producto de la escasez hidrológica y aumento del Índice de Precios al Productor (IPP).

El costo de ventas ascendió a \$1,35 billones, mostrando un incremento respecto al año anterior del 74,74%, como consecuencia principalmente de mayores compras en el mercado spot y el mayor consumo de combustibles por el incremento en la generación térmica.

Respecto a los gastos de administración estos presentaron un aumento del 41,14% alcanzando el monto de \$192.909 millones, debido principalmente al reconocimiento del impuesto a la riqueza aplicable para el 2015, el cual es computado como un costo fijo en el EBITDA, como resultado de la adopción de las Normas Información Internacional Financiera (NIIF) Así, acumulado a diciembre de 2015, Emgesa generó un EBITDA de \$1,7 billones, un 0,31% menor al generado durante el año 2014.

La utilidad neta de la Compañía durante el año 2015 fue de \$885.455 millones, un 12,84% inferior respecto al año anterior, como resultado de los efectos anteriormente explicados, y la mayor tasa de impuesto de renta e Impuesto sobre la renta para la equidad (CREE) introducida tras la última reforma tributaria.

A 31 de diciembre de 2015 los activos totales de la Compañía sumaron \$8.839.876 millones, dentro de los cuales el disponible e inversiones de corto plazo ascendieron a \$299.179 millones. El disponible presentó una disminución del 66,03% respecto a los saldos correspondientes al mismo corte del año anterior, lo que se explica principalmente por la utilización de caja obtenida mediante financiación en 2014 para atender las inversiones de la Central Hidroeléctrica El Quimbo.

En cuanto al nivel de endeudamiento, al corte del 31 de diciembre de 2015, Emgesa registró una deuda financiera de \$3.981.542 millones, un 9,53% superior al endeudamiento registrado al cierre del año 2014.

El nivel de endeudamiento se incrementó tras el vencimiento de bonos locales por valor de \$250.000 millones en el mes de febrero. Además se suscribieron créditos de corto plazo con la banca local con un saldo final de \$266.874 millones, créditos en soles peruanos con el Banco de Crédito del Perú, para los cuales se contrataron coberturas a pesos colombianos, resultando en un saldo equivalente de deuda de \$195.678 millones. A lo anterior se suma un crédito indexado en pesos con el Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ por \$130.000 millones. Estos recursos se usaron para fondear inversiones en El Quimbo y atender necesidades de capital de trabajo.

Así, la deuda financiera al 31 de diciembre de 2015 se encontraba dividida entre bonos emitidos en el mercado de capitales local por \$2.348.340 millones, bonos indexados a pesos colombianos emitidos en el mercado internacional por \$736.760 millones y créditos bancarios por valor de \$902.519 millones.

Emgesa mantuvo al cierre del año 2015 el 100% de su deuda en pesos, directamente o mediante coberturas financieras. Por otra parte, el 87,77% de la deuda financiera era a largo plazo (tenía plazo de vencimiento superior a un año). El 58,89% de la deuda contaba con intereses indexados al Índice de Precios del Consumidor (IPC), el 10,73% a la Indicador Bancario de Referencia (IBR), 3,23% en Depósitos a Término Fijo (DTF) y 27,09% restante a tasa fija.

En 2015 Emgesa recibió por tercer año consecutivo el reconocimiento IR (Investor Relations) por parte de la Bolsa de Valores de Colombia (BVC), por elevar voluntariamente sus modelos de gestión de revelación de información y de relación con inversionistas, por encima de las exigencias de la normatividad local, y por poner a disposición de los inversionistas información trimestral y anual en inglés y español en su sitio web.

La calificación nacional de largo plazo del Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Emgesa fue ratificada en AAA (Col) por Fitch Ratings Colombia el 25 de junio de 2015. Igualmente, la calificación internacional de Emgesa como emisor de deuda corporativa de largo plazo en moneda local y extranjera fue ratificada por Standard & Poor's en BBB el 11 agosto de 2015 y por Fitch Ratings el 07 de mayo de 2015, con perspectiva estable en ambos casos.

Para culminar el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, en el periodo comprendido entre enero y diciembre de 2015 se causaron recursos en moneda homogénea (de septiembre de 2010) por \$1.054 millones, y se alcanzó la inversión total aprobada para el proyecto de \$2.831 millones. Por otro lado, según lo solicitado en septiembre de 2015 se provisionó el saldo del presupuesto aprobado para capitalizar los costos de la central y se provisionaron también los costos de los compromisos de la licencia ambiental durante la etapa de operación.

Al cierre del mes diciembre de 2015 la plantilla de personal de nuestra Compañía culminó integrada por 510 colaboradores, con los que trabajamos de la mano para seguirnos consolidando como un empleador atractivo, competitivo en el mercado laboral y siempre en la búsqueda de generar en nuestros colaboradores sentimientos de pertenencia y orgullo.

Durante 2015 continuamos trabajando para mantener nuestra certificación como Empresa Familiarmente Responsable (EFR), otorgada por la Fundación Más Familia, como reconocimiento a nuestra labor en la implementación de una nueva cultura socio-laboral y empresarial basada en la flexibilidad, el respeto y el compromiso con nuestros trabajadores, en función de promover el balance entre la vida personal, familiar y laboral.

Quisiéramos terminar este recorrido por la gestión de la Compañía manifestando nuestra convicción de que las perspectivas de crecimiento de la economía colombiana, la altísima calidad y compromiso de nuestro recurso humano, así como el respaldo que brinda pertenecer a una multinacional con cobertura mundial como el Grupo Enel, nos permitirán afrontar con optimismo los retos y desafíos que se presentan en el día a día de nuestras operaciones, así como los que en el corto, mediano y largo plazo nos impone la evolución del sector eléctrico en los niveles nacional y regional.

Adicionalmente, manifestamos que con posterioridad al cierre del ejercicio no se presentaron acontecimientos relevantes en la Compañía para mencionar.

A efectos de dar cumplimiento al artículo 47 de la Ley 222 de 1995, con relación a las operaciones realizadas con los accionistas y administradores, se informa que las mismas se ajustaron a las disposiciones legales aplicables y están debidamente reflejadas en los estados financieros. De igual manera, Emgesa cumple con las normas sobre propiedad intelectual y derechos de autor y declara que todo software disponible para la gestión de la Compañía cuenta con las licencias correspondientes y cumple por tanto con las normas sobre propiedad intelectual y derechos de autor vigentes en Colombia.

Dando cumplimiento también a lo establecido en el artículo 87 de Ley 1676 de 2013, se informa que la Compañía no ha entorpecido la libre circulación de las facturas emitidas por los vendedores o proveedores.

A continuación, y en cumplimiento de los Estatutos Sociales de Emgesa, presentamos a los señores Accionistas los siguientes informes:

- > Informe de Gestión del Gerente General correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2015, acogido por la Junta Directiva.
- > Informe de la firma Ernst & Young Ltda., en su calidad de Revisor Fiscal, sobre el Control Interno.
- > Informe del Artículo 446 del Código de Comercio.
- > Informe Especial del Grupo Empresarial en cumplimiento del Artículo 29 de la ley 222 de 1995.

Igualmente, de conformidad con lo estipulado en el numeral 12 del artículo 68 de los Estatutos Sociales, informamos a los señores Accionistas que la Compañía cuenta con una oficina de control interno que vela por el cumplimiento de los programas de control y de gestión. Además, la auditoría externa de gestión y resultados se encuentra actualmente en curso por parte de la firma Ernst & Young Ltda. y sus resultados serán reportados en el Sistema Único de Información (SUI) de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, de acuerdo con los plazos establecidos en las normas vigentes.

Para terminar, agradecemos a nuestros Accionistas por el voto de confianza que nos entregan al mantener su inversión en la Compañía, el cual nos motiva cada día para generar valor y buenos resultados y así mismo, aportar al desarrollo del país.

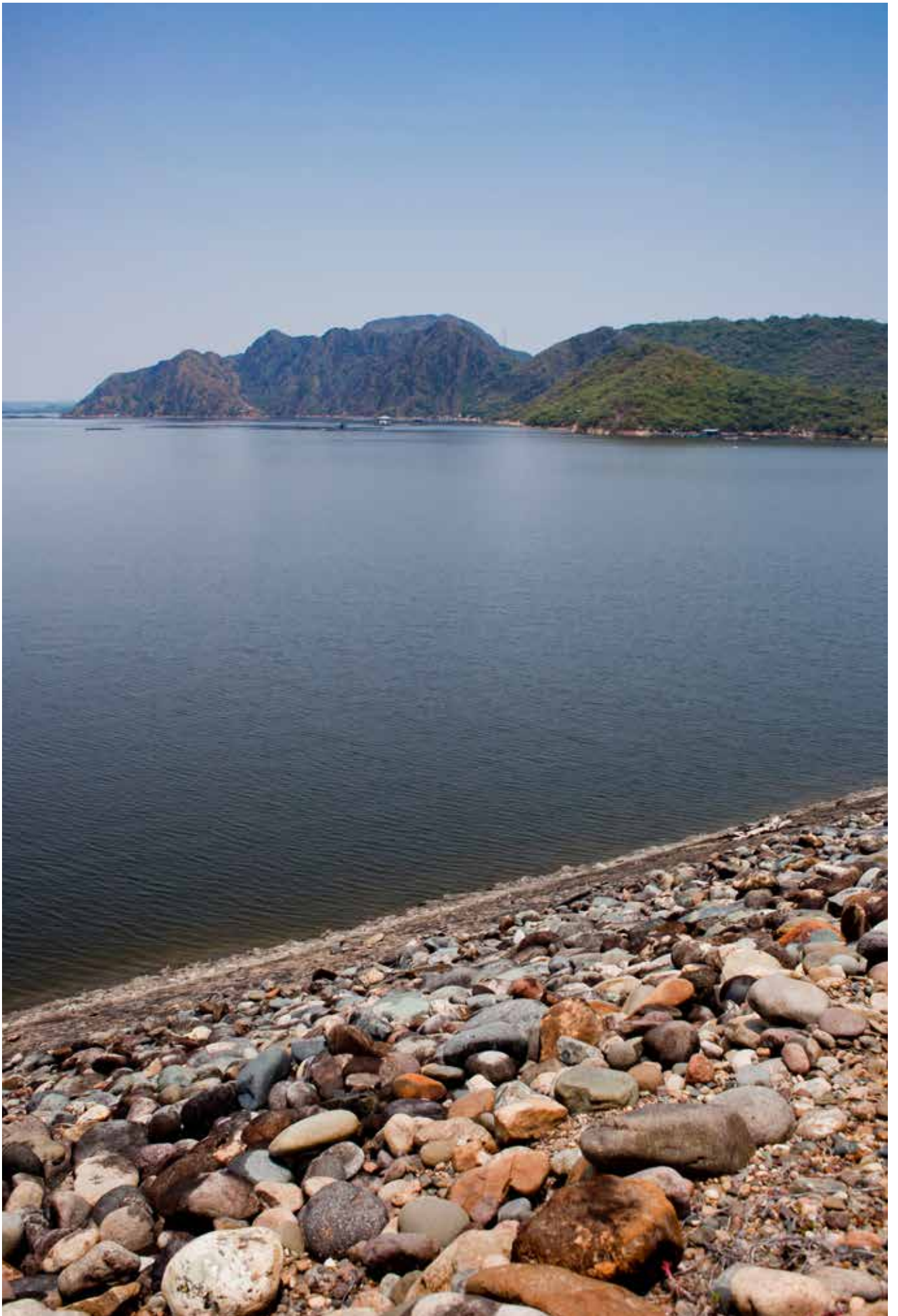
Atentamente,



LUCIO RUBIO DÍAZ
Gerente General



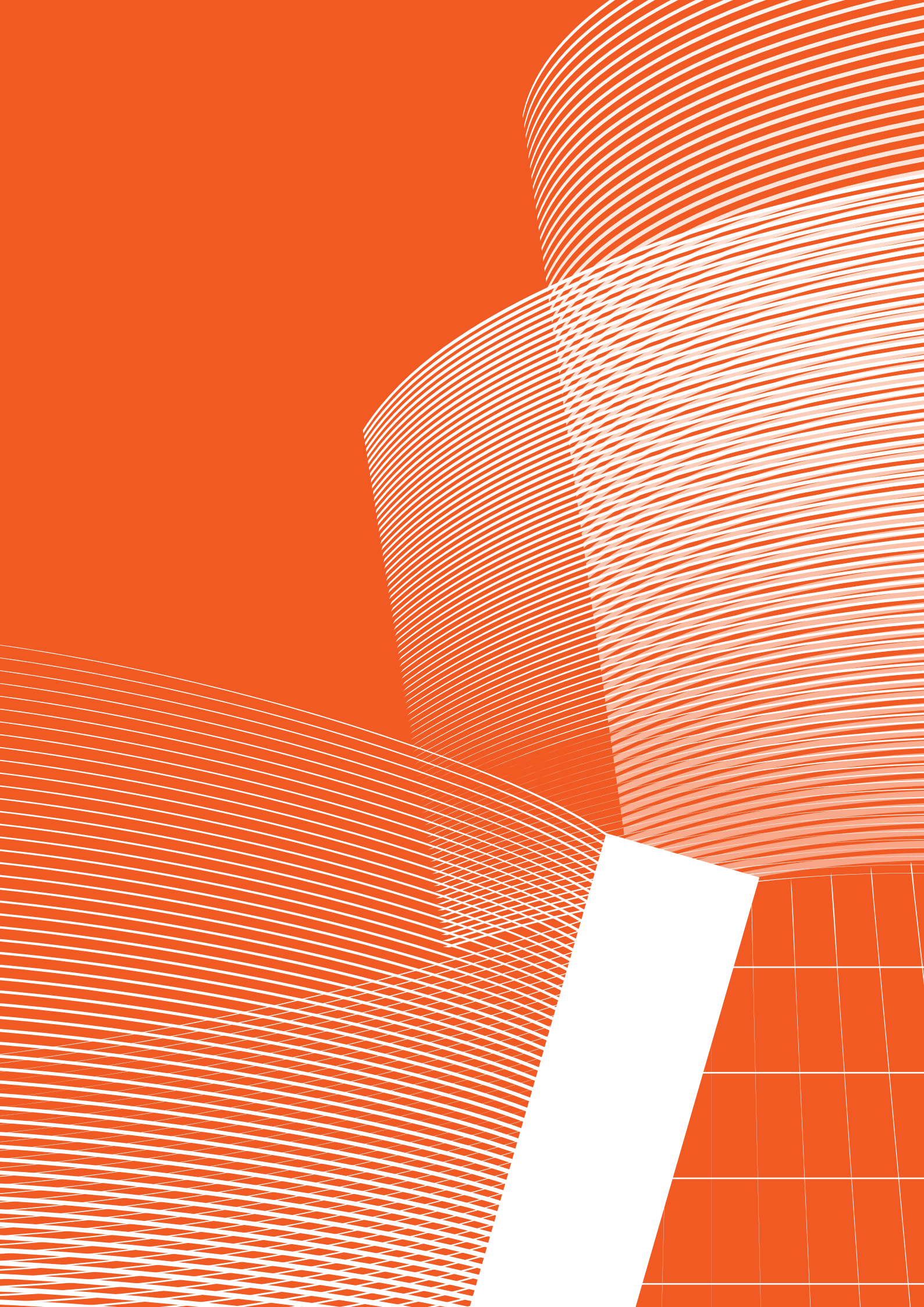
JOSÉ ANTONIO VARGAS LLERAS
Presidente Junta Directiva



Embalse Betania

Generación de energía





En 2015, la generación de energía en Emgesa presentó resultados técnicos satisfactorios y el óptimo desempeño de las plantas permitió lograr los objetivos en términos de producción.

La gestión estuvo encaminada a la mejora de los procesos y a la adopción de las mejores prácticas a nivel global, lo que permitió el desarrollo eficiente de proyectos en las distintas tecnologías de generación y el logro de óptimos resultados operativos y económicos.

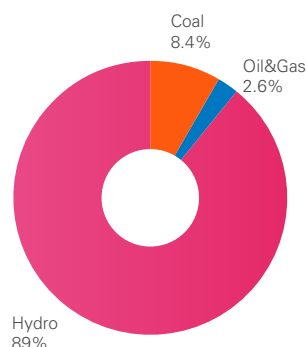
Durante el año, la política de cero accidentes fue exitosa, en este tema los retos para el 2016 se enfatizan en el cambio cultural, el análisis de los incidentes y la implementación oportuna de acciones preventivas y eficaces para garantizar la seguridad de las personas y de los equipos.

Desempeño de la operación

En el 2015, la generación de energía neta de Emgesa alcanzó los 13.741 GWh, con un incremento del 1% con respecto al 2014, debido a una mayor generación del parque térmico como respuesta a los requerimientos del Sistema Interconectado Nacional. En la siguiente gráfica se presenta el detalle de la generación neta por tecnología:

Las siguientes centrales de generación rompieron su récord histórico de producción desde el inicio de su operación:

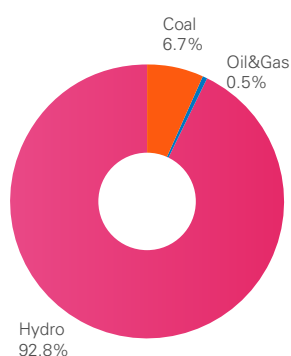
2015



Fuente: Operational Performance Optimization (OPO) Colombia

- > La Central Hidroeléctrica Guavio generó 6.603 GWh, un 5,8% de generación adicional con respecto al punto máximo alcanzado en 2012. Esta cifra se obtuvo gracias a diferentes proyectos de optimización que permitieron aprovechar eficientemente el recurso hídrico.
- > La Central Térmica Termozipa generó 1.150 GWh lo cual representa un 15,9% de generación adicional con respecto al pico máximo en 1997. Este récord se logró haciendo uso de la mayor disponibilidad de las unidades de la central.
- > La Central Térmica Cartagena generó 362 GWh, un 50,8% de generación adicional con respecto al punto alcanzado en 2010. Por el efecto del fenómeno de El Niño, la planta aumentó su producción considerablemente.

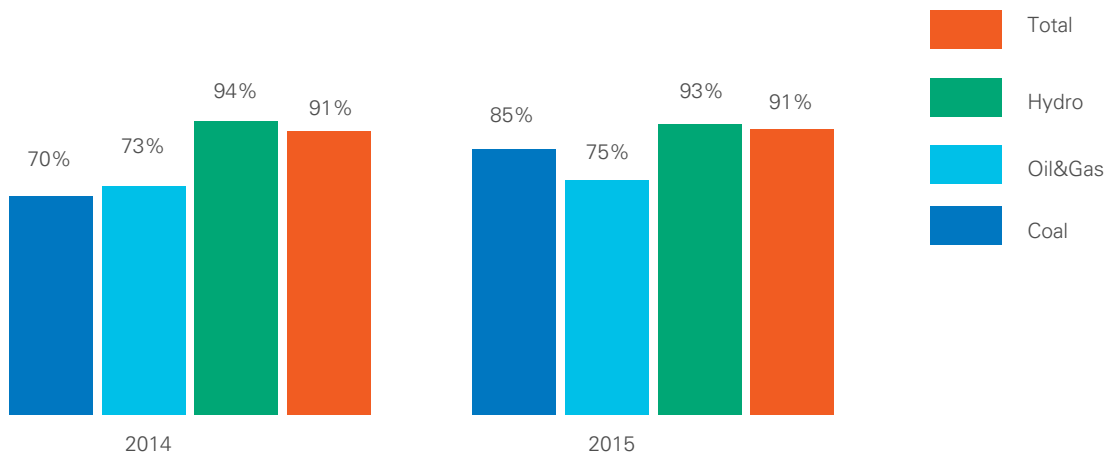
2014



Central Térmica Cartagena



La disponibilidad del parque generador de Emgesa en el 2015 fue del 91,2%, un 0,3% mayor a lo registrado en el 2014. En la siguiente gráfica se presenta el detalle de la disponibilidad por tecnología de generación:

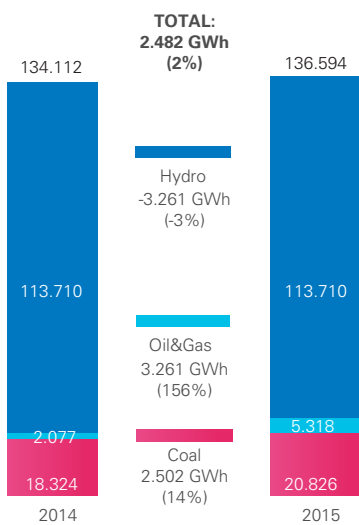


Fuente: Operational Performance Optimization (OPO) Colombia

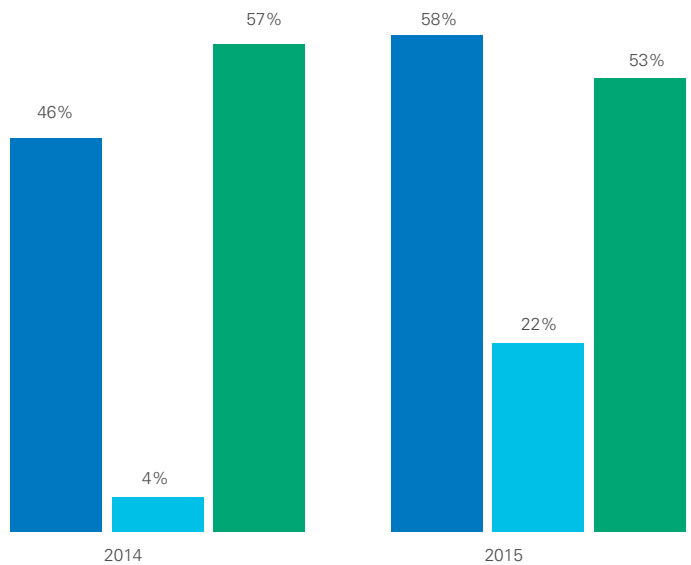
Durante el 2015, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) vivió las consecuencias del fenómeno climático de El Niño, representadas en bajos aportes hidrológicos a los embalses y en un incremento de la generación térmica para garantizar la atención continua de la demanda. Emgesa respondió eficientemente a este requerimiento con sus centrales térmicas.

En total se registraron 136.594 horas de servicio de las unidades de generación de Emgesa durante el 2015, 2.482 horas más que en el 2014. El factor de utilización finalizó en 51,2% comparado con 51,9% en el 2014. En la siguiente gráfica se presenta el detalle por tecnología de las variables mencionadas:

Horas en servicio [h]



Factor de utilización [%]



Fuente: Operational Performance Optimization (OPO) Colombia

Tecnología hidráulica

Para obtener los resultados operacionales óptimos presentados anteriormente, en las centrales de tecnología hidráulica se materializaron durante el año diferentes acciones de inversión e intervención en mantenimiento previamente identificadas y que se describen a continuación:

- > **Central Hidroeléctrica Guavio:** mantenimiento de la subestación encapsulada de 230 kV y rehabilitación de las infraestructuras civiles como el túnel Ubalá-presa.
- > **Central Hidroeléctrica Menor Charquito:** mantenimiento interno y externo a la tubería de conducción.
- > **Micro central hidroeléctrica Menor Tequendama:** mantenimiento a equipos principales de la Unidad 3.
- > **Central Hidroeléctrica Betania:** cambio de bobinado del estator de la Unidad 3, lo que amplía la vida útil del generador y garantiza su disponibilidad al menos durante los próximos 30 años. También finalizaron los trabajos de protección de taludes del pozo de impacto del vertedero de compuertas, lo que evita que la erosión afecte las estructuras.
- > **Cadena Pagua:** modernización de los reguladores de voltaje del generador y cambio de los interruptores de potencia de dos unidades de la Central Hidroeléctrica La Guaca.
- > **Pondaje Alicachín:** definición y ejecución de un nuevo plan de gestión del pondaje que optimiza la utilización del agua y mejora sus condiciones operativas y ambientales.

Todas estas acciones estuvieron encaminadas en mantener la seguridad y la confiabilidad de la operación de las centrales y a garantizar la vida útil de los equipos.

Tecnología térmica

Como se mencionó anteriormente, el desempeño de las centrales térmicas (Oil&Gas y Carbón) fue particularmente bueno, lo que permitió a la Compañía contribuir a sustentar la demanda energética en un periodo crítico de sequía y responder a las exigencias del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Las principales acciones realizadas fueron:

- > **Central Térmica Termozipa:** se iniciaron trabajos de modernización de los controles automáticos de las cuatro unidades para cumplir los niveles de seguridad de la caldera requeridos por los estándares internacionales. Se inició el cambio tecnológico en los sistemas de manejo de ceniza y la fabricación del rotor de la turbina de vapor de la unidad 4. Se construyó la estructura para el descarge de camiones transportadores de carbón, lo que permite a los trabajadores realizar esta actividad de manera segura.
- > **Central Térmica Cartagena:** se culminó la recuperación de la caldera y del sistema de quemadores de la Unidad 3 para mejorar la seguridad y confiabilidad de la operación.

Salud, seguridad, medio ambiente y calidad

Se dio inicio al proceso de integración de la estructura organizacional y de la gestión de seguridad, salud laboral, medio ambiente y calidad (HSEQ). Se mantiene el enfoque en asegurar la protección de la vida de los empleados y contratistas, conservar el medio ambiente, mejorar continuamente, asegurar el cumplimiento legal y de otros compromisos, hacer uso racional de los recursos naturales, prevenir la contaminación y asegurar la satisfacción de los clientes.



Estación de Bombeo Muña



Central Hidroeléctrica Charquito



Río Municipios del Guavío

La gestión de seguridad y salud laboral estuvo enfocada en la reducción de la accidentalidad por medio de estrategias de mejora en la supervisión y los controles operacionales, nuevas metodologías para el control de riesgos, y en la formación en aspectos legales en el trabajo a personal clave en la gestión de contratos y estrategias pedagógicas para fomentar la cultura del auto-cuidado. En 2015 no se presentaron accidentes mortales ni graves, ya que la Compañía destinó todos sus esfuerzos a evitar la ocurrencia de los mismos y logró la meta propuesta de cero accidentes.

La gestión ambiental estuvo enfocada en la ejecución de las actividades contempladas en los planes de manejo ambiental aprobados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y la gestión ante las autoridades ambientales regionales para la renovación de permisos ambientales. En 2015 se radicó ante la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca una aclaración a la solicitud de modificación y prórroga de la concesión de aguas del río Bogotá realizada en el año 2011, así como una propuesta de zona de mezcla y parámetros de vertimiento para la Central Térmica Termozipa.

También se realizó la gestión de las obligaciones ambientales que se derivan del fallo del Consejo de Estado y acción popular río Bogotá, entre las que se destacan la participación en mesas interinstitucionales y las actividades de mantenimiento del embalse del Muña enfocadas a la remoción manual y mecánica de maleza acuática, dragado del embalse y monitoreo.

La gestión de calidad se enfocó durante el 2015 en la inclusión de un nuevo eje de actuación orientado a apoyar las actividades de control de calidad de materiales y componentes en los procesos de contratación y ejecución de proyectos que se realizan en las centrales. Se definieron lineamientos generales y se participó en procesos de contratación y en la elaboración de especificaciones técnicas, la revisión de planes de calidad y la validación y seguimiento a las actividades de control y aseguramiento de calidad ejecutadas por los contratistas.

Proyectos de ingeniería

Durante 2015 finalizó la modernización del sistema de control automático de las centrales Salto II, Laguneta y Darío Valencia, en el marco del Proyecto SALACO. Esto permitirá una operación telecomandada de las unidades de generación desde cualquiera de los centros de control de las centrales mencionadas.

Así mismo, se desarrollaron actividades de entrenamiento e ingeniería con el fin de garantizar la operación confiable y segura de la Central Hidroeléctrica El Quimbo, que entró en operación en noviembre.

Por otro lado, se inició la recuperación del volumen útil del Embalse de Muña, con el fin de optimizar la operación de las centrales de la Cadena Paga.

En Termozipa se trabajó en la optimización de la operación de la bocatoma ubicada en el río Bogotá, para mejorar el desempeño de los sistemas de bombeo, condensadores y torres de refrigeración. Esto llevó a la disminución de mantenimientos programados e indisponibilidades no planeadas de la central.

Finalmente, durante el año se participó en la mesa técnica con la Empresa de Acueducto de Bogotá para la elaboración de términos de referencia y se inició la licitación del diseño de detalle de la Estación Elevadora Canoas y sus obras anexas.

Retos para el 2016

Con el fin de mantenerse como una empresa líder en el sector energético del país y contribuir a los objetivos estratégicos del Grupo Enel, Emgesa deberá enfrentar algunos retos de gran impacto para el 2016, enfocados en:

Mantener la confiabilidad de las plantas

- > Modernizar los reguladores de velocidad del generador y los interruptores de potencia de las unidades de la Central Hidroeléctrica Guavio.
- > Cambiar el bobinado de los estatores de un grupo de generación de la Cadena Paga.
- > Ejecutar mantenimientos mayores de la Central Térmica Termozipa, considerando la modernización de los sistemas de control, la implementación del sistema de ceniza seca y la instalación del rotor de la unidad 4.

- > Recuperar las calderas y el sistema de quemadores de las unidades 1 y 2 de la Central Térmica Cartagena, aprovechando los óptimos resultados de los trabajos realizados en la unidad 3 durante el 2015.
- > Continuar garantizando la máxima disponibilidad de las plantas durante el fenómeno El Niño que continúa en el primer semestre del 2016.

Mantener la gestión ambiental

- > Implementar las obligaciones de la etapa de operación de la licencia ambiental de la Central Hidroeléctrica El Quimbo.
- > Obtener la certificación del sistema de gestión integrado de salud, seguridad, medio ambiente y calidad.
- > Obtener la certificación de calidad bajo ISO 9001 de centrales menores y filo de agua e iniciar el proceso de normalización de la Central Hidroeléctrica El Quimbo.

Ejecutar proyectos de mejora e inversiones

- > Inicio del proyecto de modernización de la Estación de Bombeo Muña III, de la Central hidroeléctrica menor Charquito y de la central hidroeléctrica menor Tequendama.
- > Incrementar la potencia declarada de algunas centrales.
- > Tomar la operación de la central hidroeléctrica Proyecto El Quimbo para estandarizar los procesos con los que se manejan en el parque generador actual.



Central Hidroeléctrica Limonar

■ Gestión de la energía





La gestión de la energía en Emgesa se orienta a la comercialización de energía y gas en el mercado colombiano.

Para ello, la Compañía gestiona sus activos de generación en el mercado *spot*. Además, realiza operaciones mayoristas mediante ventas de energía a clientes no regulados, y compras y ventas de energía en bloque a otros agentes del mercado.

Los bajos aportes hidrológicos del año 2015, producto del fenómeno de El Niño, orientaron la gestión a cumplir los compromisos de entrega de energía al mercado adquiridos a través del cargo por confiabilidad. Se buscó asegurar la disponibilidad y logística de los combustibles de las centrales térmicas que representa y se brindó asesoría a los clientes actuales y nuevos para lograr negociaciones de energía que les permitieran garantizar el suministro a precios competitivos y lograr su sostenibilidad a largo plazo.

En 2016 continuará la consolidación y crecimiento en el mercado de gas a nivel nacional, atendiendo grandes consumidores de gas y comercializándolo entre agentes mayoristas.

Además, se continuará trabajando para lograr el crecimiento sostenible de la gestión energética de los recursos de la Compañía y de los activos que representa, es decir las centrales de generación, así como el crecimiento de los clientes de energía y gas en el territorio colombiano.

Demanda

La demanda nacional de energía durante 2015 fue de 66.174 GWh, 4,2% mayor respecto al año anterior. La demanda máxima de potencia se presentó el 2 de diciembre, al alcanzar los 10.095 MW. Esta cifra se incrementó en un 5,7% respecto al máximo del año anterior (9.551 MW).

Demanda SIN



Mercado mayorista

En el mercado mayorista se realizan operaciones de compra y venta de energía en grandes bloques entre generadores y comercializadores para ejecutar contratos a largo plazo sujetos a precios y cantidades definidas.

Durante el 2015, Emgesa vendió energía en el mercado mayorista a través de contratos y como resultado de convocatorias públicas o invitaciones privadas, como se muestra en la siguiente tabla:

Cifras en GWh	2015	2014	Variación %	
Mercado mayorista	9.070	7.669	1.401	18%

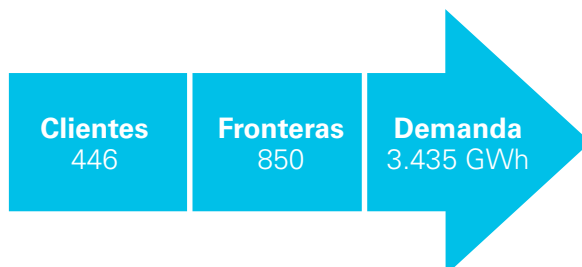
Emgesa participó en 51 procesos licitatorios para atender la demanda regulada de comercializadores o respaldo de contratos de otros generadores, de los cuales resultó adjudicada en 33 de ellos por 11 agentes del mercado, a quienes les vendió 7.576 GWh, distribuidos entre el 2015 y el 2014.

Mercado No Regulado

El Mercado No Regulado lo componen aquellos clientes finales que consumen más de 55 MWh al mes o que tienen más de 0,1 MW de potencia instalada. Emgesa atiende en este mercado a clientes del sector industrial y comercial principalmente, para lo cual dispone de medios de atención especializados para brindar asesoría en la negociación de la energía y ofrecer soluciones energéticas orientadas a la eficiencia.

La demanda comercial del Mercado No Regulado atendida por Emgesa en 2015 fue de 3.435 GWh, equivalente al 16% de la demanda total nacional de este mercado, consolidándose como el tercer proveedor de energía. Durante este año se atendieron 446 clientes (empresas) en 850 fronteras, es decir, puntos donde hay dispositivos de teled medición.

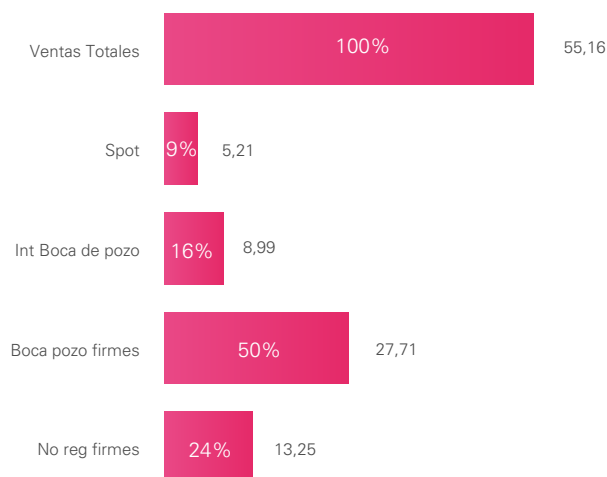
Cifras en GWh	2015	2014
Mercado No Regulado	3.435	3.300



Las principales regiones en las cuales se evidenció el crecimiento de la venta de energía a clientes del Mercado No Regulado, respecto a 2014, fueron: Costa Atlántica (21%), Zona Cafetera (32%) y Valle del Cauca (102%).

Comercialización de gas

Desde el 2014, Emgesa participa activamente en el mercado de comercialización de gas en Colombia y durante el 2015 se consolidó el ingreso de la Empresa a dicho mercado, donde se atendieron 18 clientes, con ventas totales de 2.361 GBtus (55 m3), lo cual generó un ingreso de \$30.604 millones. Los clientes atendidos pertenecen al mercado *spot* de gas y son clientes del Mercado No Regulado o libres que tranzan directamente el precio en boca de pozo con contratos firmes e interrumpibles y del propio mercado *spot* de gas. Se les vendió 55 Mm3 de gas de acuerdo a lo que se presenta en la siguiente gráfica:



Durante 2015, se logró la negociación de venta de gas para el Mercado No Regulado industrial de clientes de la Costa Atlántica por cinco años a partir de diciembre de 2016.

Facturación

En la siguiente tabla se muestran los ingresos por la facturación realizada en el año 2015 de las ventas de energía y gas en los diferentes mercados en los que participa Emgesa:

Millones de pesos	2015	2014	Variación %
Mercado mayorista	1.353.614	1.083.504	25%
Mercado No Regulado	914.189	785.684	16%
Gas	30.973	1.707	1.715%
Ventas en Bolsa Gx	998.757	746.823	34%
Total	3.297.533	2.617.718	26%

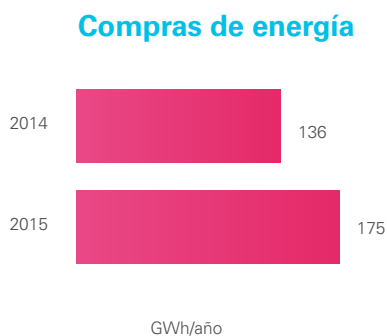
Datos a cierre de proceso. Fuente: información interna EMGESA.

Cartera

En el 2015, gracias al programa de gestión preventiva de cobranza y a la aplicación de estrategias enfocadas a mejorar la gestión de recaudo de los clientes, se logró un índice de cartera vencida promedio del año de 1,8%, mejorando en 0,2% al obtenido en el 2014.

Compras de energía

Con el propósito de respaldar las ventas de energía en contratos, Emgesa compra energía a otros agentes del mercado mayorista, tanto generadores como comercializadores. En la siguiente gráfica se muestra el nivel de compras de energía al cierre de 2015:



Datos del cierre 2015. Fuente: Datos internos EMGESA

Las compras en el 2015 aumentaron en un 28,68% respecto al año inmediatamente anterior.

Relación con clientes

Para comunicarse efectivamente con sus clientes, Emgesa diseñó un plan a través de distintos canales de comunicación:



Fuerza de ventas

Como parte de la propuesta de valor a los clientes, Emgesa cuenta con un equipo de coordinadores comerciales de zona, altamente capacitados y expertos en mercado de energía, gestión de la energía, calidad de suministro y regulación del sector, quienes brindan asesoría y seguimiento personalizado.

Call center

Los clientes tienen a su disposición dos líneas de atención, una nacional y otra en Bogotá, disponibles las 24 horas del día, los 365 días del año, mediante las cuales se atienden todas las dudas y requerimientos de los clientes y las reclamaciones por calidad de suministro ante el operador de red correspondiente.

Sitio web

Mediante el sitio web <http://clientes.emgesa.com.co>, los clientes pueden acceder a contenido personalizado de su contrato y hacer seguimiento de sus consumos de energía y facturas.

Eventos y capacitaciones

Con el propósito de compartir información relevante del negocio de comercialización con los clientes, Emgesa ha desarrollado un plan de capacitación relacionado con:

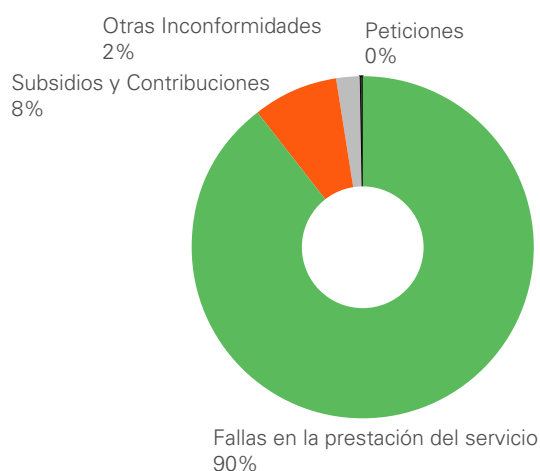
- > Mercado de la energía
- > Regulación y normas vigentes
- > Uso eficiente de la energía
- > Perspectivas económicas

Igualmente, la Empresa ha venido desarrollando espacios dirigidos a fortalecer relaciones de largo plazo, como el programa Exploradores de Energía, en el cual los clientes visitan las centrales de generación y conocen el proceso de producción y los proyectos sociales que se desarrollan con las comunidades de las áreas de influencia.

Peticiones, quejas y reclamos (PQR)

En el 2015, Emgesa recibió 2.504 PQR, todas ellas gestionadas debidamente, de las cuales el mayor porcentaje estuvo relacionado con el servicio prestado por los operadores de red, quienes, por regulación, son los responsables de la calidad y continuidad del suministro de energía eléctrica.

Número de Peticiones, Quejas y Reclamos



Satisfacción de clientes

El modelo de encuesta de satisfacción de clientes de Emgesa ha sido diseñado para medir la percepción del mercado frente a la oferta de productos y servicios, y busca focalizar esfuerzos y recursos en los inductores de satisfacción del cliente y aquello que agregue valor al producto.

El Índice de Satisfacción de Calidad (ISCAL), se ha mantenido en niveles de excelencia en los últimos años, gracias al desarrollo del plan de relacionamiento con clientes.

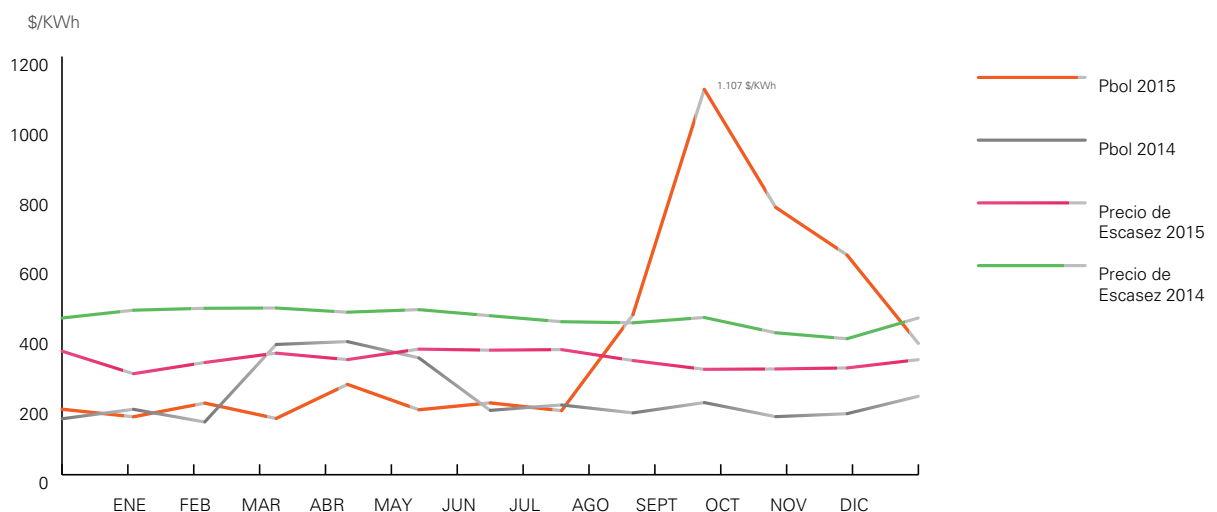
Mercado Spot

El mercado *spot* o Bolsa de Energía, es un mercado en el cual los agentes generadores y comercializadores del sector transan sus excedentes y faltantes en tiempo real, teniendo en cuenta que la energía no puede almacenarse.

El año 2015 se caracterizó por presentar condiciones relativamente secas, reflejadas en aportes hidrológicos en los embalses del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de 89% con respecto a la media histórica (93% en 2014). Esto sumado al fenómeno de El Niño, que empezó a manifestarse con mayor fuerza a partir del mes de septiembre, ocasionó que el precio de Bolsa superara el precio de escasez en 109 días durante el año (10 días en el mes de mayo y desde el 20 de septiembre hasta fin de año de forma continua).

El precio de escasez representa un precio techo para la demanda, a partir del cual se materializa para los agentes la exigencia de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), mercado de obligaciones entre generadores que afectó financieramente a generadores térmicos del sector. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) emitió la Resolución 178 de 2015, con vigencia de seis meses, dando la opción de remunerar hasta 470.66 \$/kWh las OEF generadas con combustible líquido (Resolución vigente desde el 28 octubre de 2015).

Precio de bolsa prom. mes vs Precio escasez



El precio promedio de Bolsa del año fue 378 \$/kWh, un 68% mayor con respecto a 2014, influenciado principalmente por precios altos presentados en el último cuatrimestre del año por los aportes deficitarios del país. Se destaca que el precio de Bolsa alcanzó un máximo de 2.821 \$/kWh (octubre 5, periodo 9). Este nivel de precios condujo a la CREG a establecer un techo al precio de oferta de los recursos (75% del costo del primer escalón de racionamiento - Res. CREG 172 de 2015).

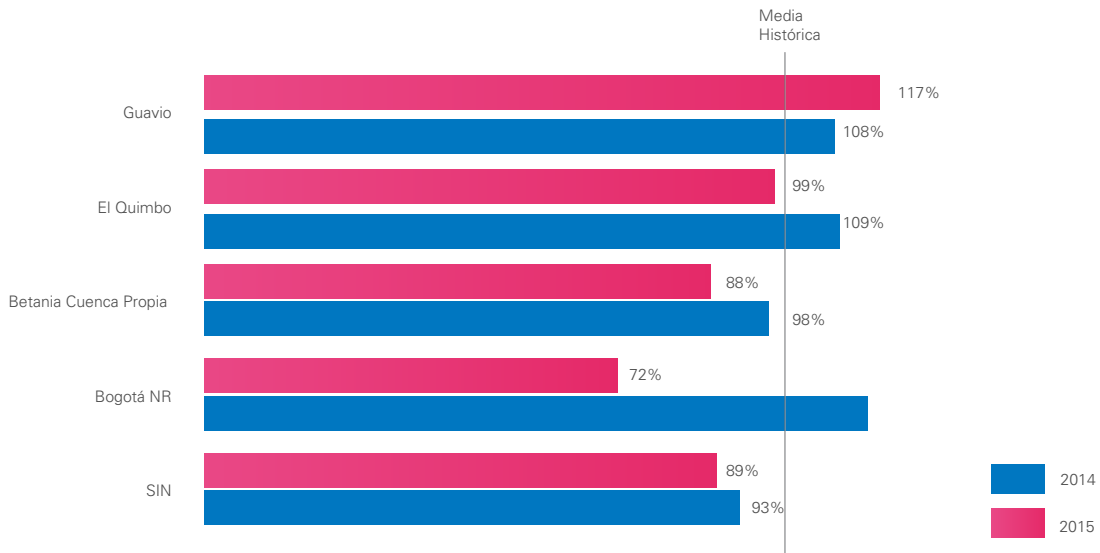
	2 015	2 014		Dif
	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	%
Precio bolsa	378	225	+ 153	+ 68%
Precio escasez	330	450	- 120	- 27%

A pesar de la situación energética del país, Emgesa cumplió en el agregado de días que se activó el precio de escasez con la entrega de sus Obligaciones de Energía Firme al Sistema, realizando una gestión óptima del portafolio que permitió la consecución de un margen variable anual (gross margin) de 1.918 miles de millones COP (3% superior al año 2014).

Durante el 2015, los aportes hidrológicos a nivel nacional (SIN) fueron deficitarios debido a los efectos del fenómeno de El Niño de intensidad fuerte que inició con menor rigor en febrero de 2015 y se intensificó a partir de septiembre del mismo año.

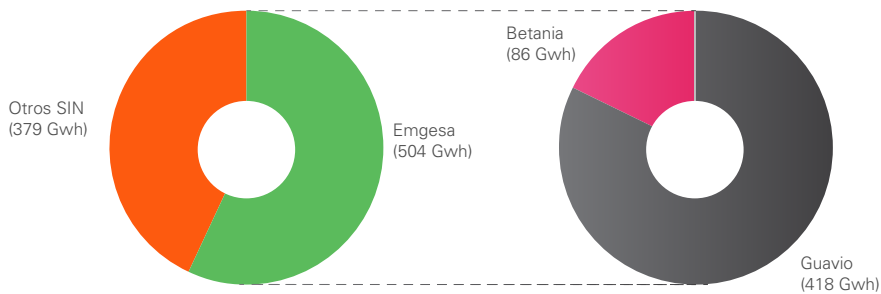
Los aportes de las cuencas aferentes a El Quimbo, Betania y Bogotá mantuvieron un nivel bajo. Por el contrario, la cuenca afluente al Guavio recibió aportes superiores a la media, los cuales fueron aprovechados en su mayoría gracias a la coordinación y desplazamiento de trabajos de mantenimiento previstos en la subestación. Esta coordinación permitió un margen variable adicional de \$82 mil millones.

Aportes Hidrológicos expresados en porcentaje de la media histórica.



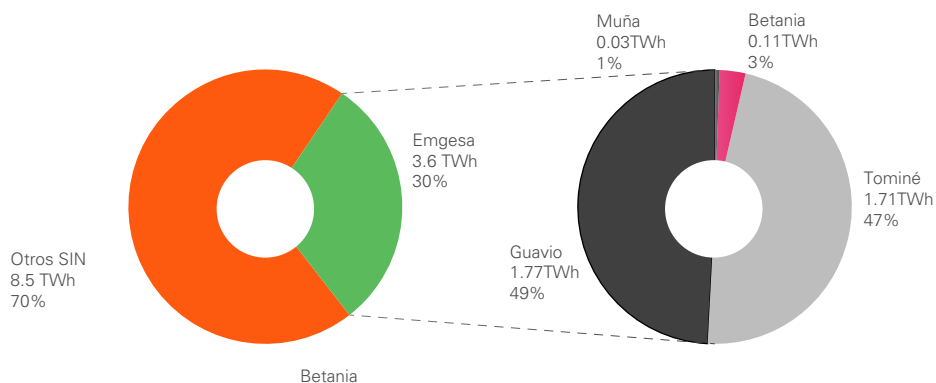
A continuación, los vertimientos presentados por Emgesa (57%) respecto al comportamiento en todo el sistema:

Vertimientos en el 2015

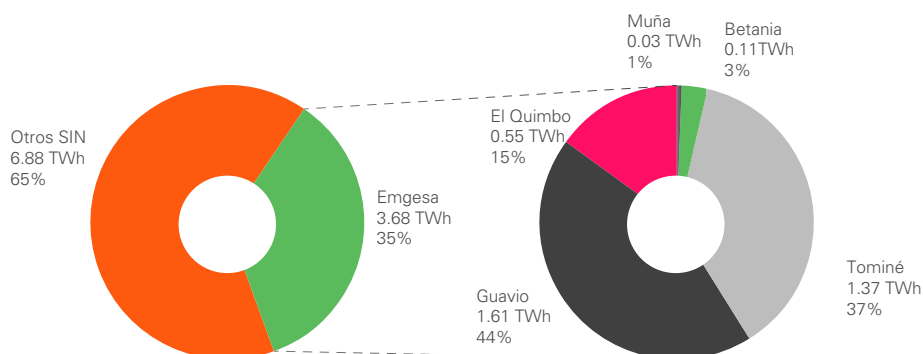


Las reservas de Emgesa iniciaron con 3.63 TWh y finalizaron con 3.68 TWh/día manteniendo un orden del 30% del SIN durante el año:

Reservas al inicio de 2015



Reservas al final de 2015



Entrada en operación comercial Central Hidroeléctrica El Quimbo

El 16 de noviembre de 2015 entró en operación comercial la Central Hidroeléctrica El Quimbo (396 MW), que está en capacidad de aportar aproximadamente el 5% de la demanda del país.

Para la entrada en operación desde el punto de vista comercial y regulatorio, se llevaron a cabo principalmente las siguientes acciones en coordinación con el operador de mercado nacional (XM) dando cumplimiento a las exigencias legales de los acuerdos nacionales de operación, requeridas para este tipo de centrales.

La Central Hidroeléctrica El Quimbo generó durante el 2015 un total de 159 GWh, incluyendo las pruebas requeridas para ponerla en funcionamiento acorde con los requerimientos técnicos.

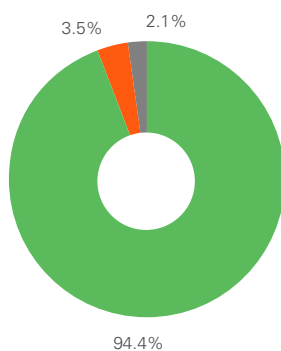


Central Hidroeléctrica El Quimbo

Gestión del Cargo por Confiabilidad y mercado secundario

Para el periodo del Cargo por Confiabilidad (CxC) diciembre 2014 – noviembre 2015, se realizó la cesión de la Obligaciones asignadas a la Central El Quimbo por 400 GWh, equivalentes a aproximadamente \$18.000 millones (unos USD\$6,11 millones). Descontando esta cesión, la remuneración del CxC asignada fue de alrededor de \$561.00 millones (unosUSD \$187 millones) equivalente a 12.244 GWh.

De las Obligaciones de Energía Firme adquiridas, el 97,9% fueron cumplidas con la disponibilidad de los recursos energéticos y con los respaldos de los anillos de seguridad (instrumentos creados para facilitar el abastecimiento de la demanda en condiciones críticas como las que se dieron con el Fenómeno de El Niño del año anterior), porcentaje igual al cumplimiento del periodo cargo anterior.



	TOTAL GWh	TOTAL MMUSD
Remuneración asignada	12444	187
Recibida por disponibilidad plantas	11559	176.6
Recibida por respaldos de A.s.	427	6.5

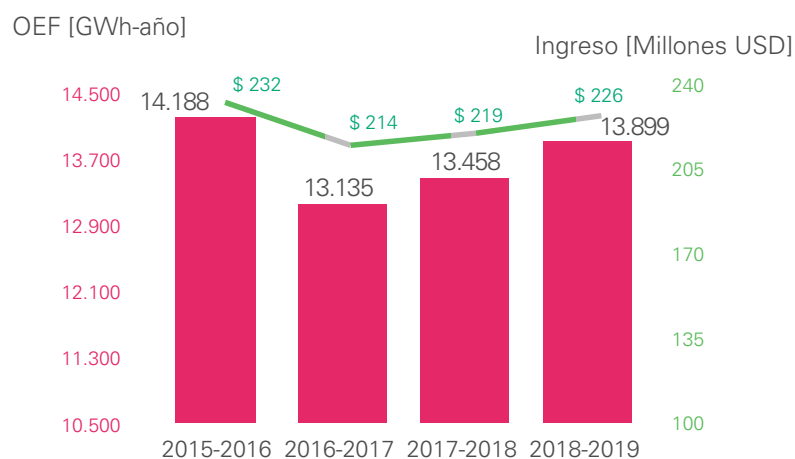


Embalse del Guavio

Asignaciones de Obligaciones de Energía Firme (OEF)

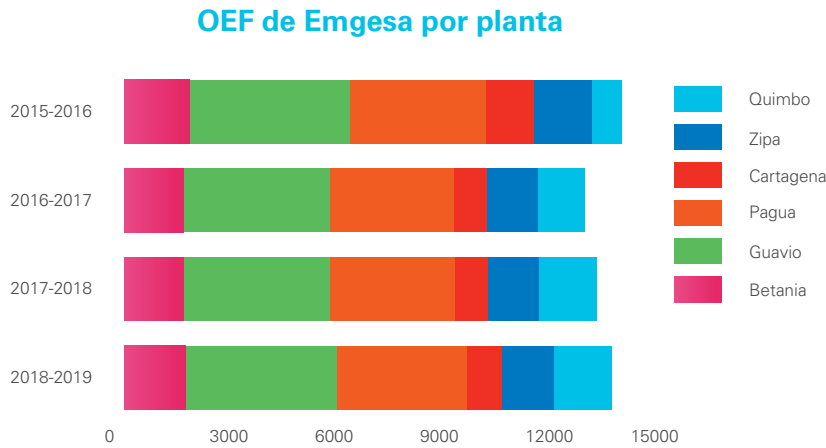
En la actualidad, el sistema colombiano tiene asignadas OEF para los periodos comprendidos entre diciembre de 2015 y noviembre de 2019. El periodo cargo comprendido entre diciembre de 2015 y noviembre de 2016 se asignó durante el segundo semestre del 2011. Las obligaciones adquiridas por Emgesa para los periodos comprendidos entre diciembre de 2016 y noviembre de 2019 se asignaron en el segundo semestre del año 2015.

Los valores de OEF y los ingresos equivalentes (indexados a noviembre 2015), se describen a continuación:



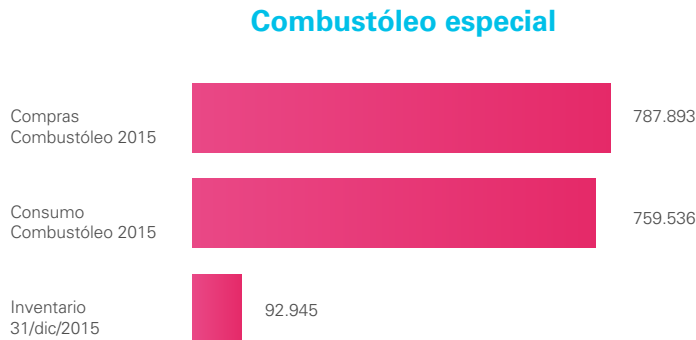
Los ingresos de los periodos entre diciembre 2015 y noviembre 2019 son calculados con una tarifa de 15,7 USD/MWh.

Las asignaciones de OEF para cada planta de Emgesa se consolidan en la siguiente gráfica:



Se resalta que la asignación del periodo diciembre 2015 a noviembre 2016 se realizó bajo el mecanismo de subasta, lo que representa una asignación de 100% para las plantas existentes; para los periodos restantes se realizó una asignación administrada con prorratas de 92%, 92% y 95% respectivamente.

Gestión de combustibles

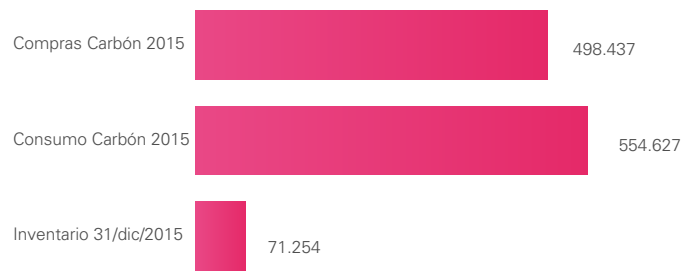


El consumo de combustóleo especial en el año 2015 presentó un aumento en un 375% con respecto al del 2014, debido a la mayor generación despachada en la Central Térmica Cartagena, cifra récord en su historia.

El volumen de compras de combustóleo especial en 2015 aumentó en un 488% frente al del 2014, sin embargo, el valor de las compras en pesos colombianos aumentó en tan solo un 281% en el 2015 respecto al del año anterior, debido a la reducción en el precio del combustible a raíz de la caída del marcador del precio del barril del fuel oil (USGC 3%) en un 49% al cierre anual. Adicionalmente, el valor de las compras en dólares aumentó en un 178% debido a la devaluación del peso colombiano frente al dólar en un 37% entre el 2015 y el 2014.

El volumen de inventario a 31 de diciembre de 2015 fue un 44% mayor en comparación al del cierre de 2014, debido a que al cierre del 2015 las tres unidades de generación se encontraron disponibles, a diferencia del 2014, en el cual solo dos unidades de generación estaban disponibles.

Carbón



Para la operación de la Central Termozipa, durante el año 2015 se realizaron compras de carbón superiores en 8% respecto al 2014. No obstante, el valor de las compras en pesos colombianos se incrementó en un 15% debido a que en el año 2014, el 9% del total del volumen de carbón comprado correspondió a mixtos de carbón, a diferencia del 2015, en el cual el volumen total comprado correspondió a carbón. El valor en dólares de las compras de carbón en el 2015, por el contrario, disminuyó en un 16% respecto al del 2014, debido a la devaluación del peso colombiano frente al dólar en un 37% entre el 2015 y el 2014.

Se presentó un aumento en el consumo de carbón en un 26% y una reducción del inventario al cierre del año de un 42% respecto del nivel del inventario final del año anterior. El 2015 cerró con 22 proveedores con contratos de largo plazo con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2016, con los cuales se respaldan las Obligaciones de Energía Firme (OEF) del Cargo por Confiabilidad (CxC).



Central Térmica Termozipa

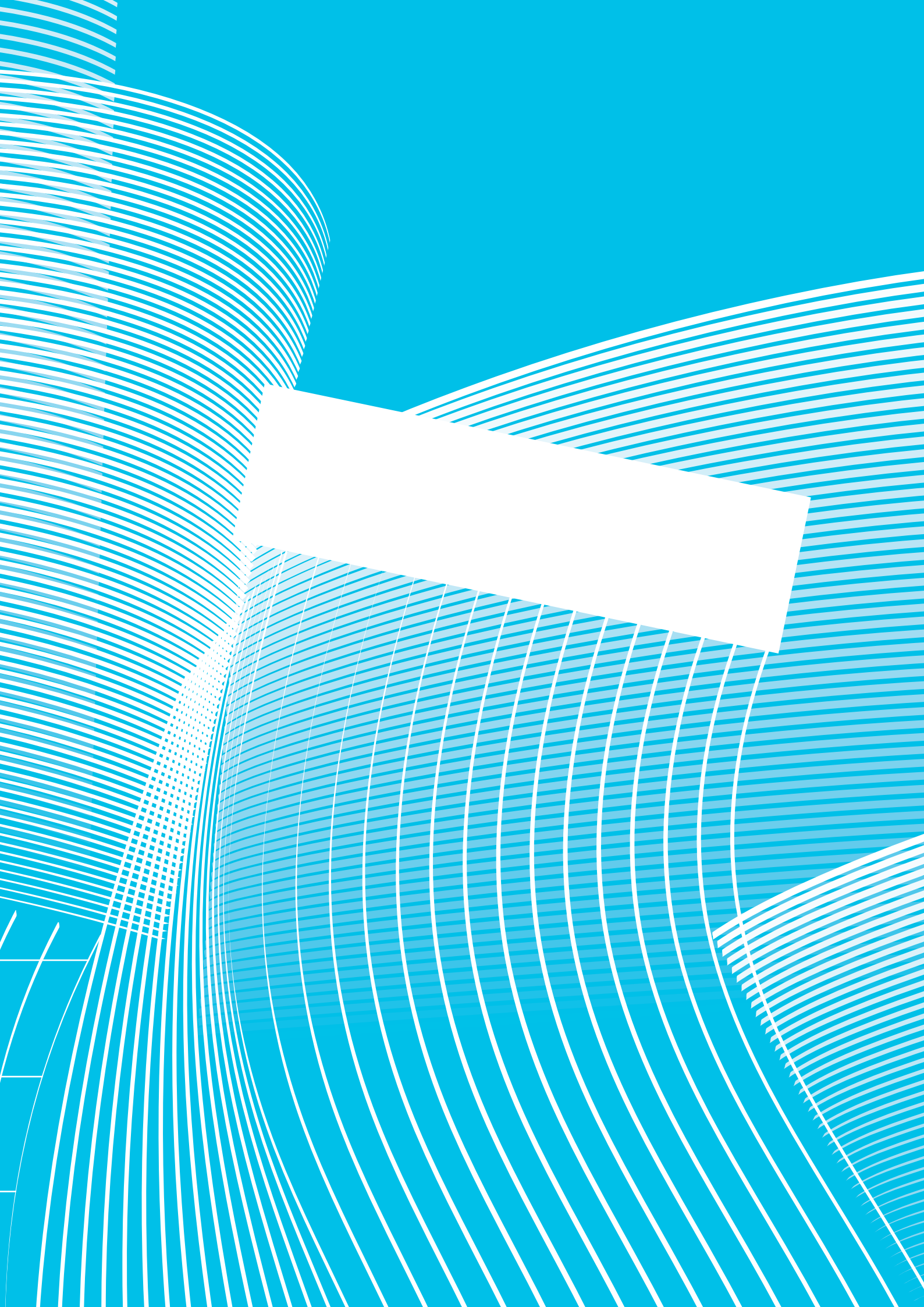
La gestión de energía en cifras

En el siguiente cuadro se resumen los resultados de los principales procesos:

Concepto	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ENERGÍA (GWh)																
Demanda de Energía del SIN	41,479	43,150	44,841	45,816	47,011	48,829	50,815	52,853	53,871	54,679	56,148	56,739	59,370	60,890	63,571	66,174
Generación del SIN	41,278	43,048	44,735	46,734	48,562	50,430	52,340	53,626	54,395	55,966	56,888	58,620	59,989	62,197	64,328	66,548
Exportaciones de Energía	-	24	81	1,129	1,681	1,758	1,609	877	599	1,358	798	1,955	714	1,377	849	461
Importaciones de Energía	77	40	8	69	48	37	28	40	26	21	10	8	7	29	47	45
Energía Disponible SIN	41,355	43,064	44,662	45,674	46,929	48,709	50,760	52,789	53,821	54,628	56,100	56,674	59,281	60,848	63,526	66,133
Energía No Atendida	124	86	180	142	82	120	55	64	49	51	48	65	89	43	46	41
Generación Hidro	31,074	32,439	34,670	37,197	39,849	40,979	42,558	44,242	46,161	40,837	40,557	48,432	47,582	44,363	44,742	44,682
Generación Termo	10,095	10,506	9,957	9,430	8,543	9,288	9,625	9,262	8,128	14,964	16,069	9,831	12,006	17,424	19,044	21,284
Generación ACPM	-	-	-	-	-	-	1	1	0	276	478	5	144	225	2,925	2,465
Generación Carbón	1,880	2,032	1,983	2,632	1,634	2,086	2,591	2,904	2,487	3,697	3,578	1,636	2,865	5,527	5,907	6,523
Combustóleo	408	73	8	7	13	8	10	36	43	362	509	246	226	180	284	633
Gas	7,807	8,401	7,967	6,791	6,896	7,198	7,025	6,341	5,631	10,894	11,928	8,090	8,849	11,545	7,838	9,652
Otros	-	-	-	-	-	-	0	-	-	7	3	-	3	3	2,090	2,012
Cogeneración	108	103	107	108	120	114	94	73	52	106	223	317	347	352	472	526
Generación Eólica	-	-	-	-	51	50	63	50	54	58	39	41	55	58	70	68
Transacciones en Bolsa	15,801	17,711	16,862	17,173	17,145	17,747	17,529	16,692	16,573	18,220	19,005	18,323	17,645	16,147	16,356	17,372
Pérdidas de Energía	683	652	775	914	967	967	1,021	981	973	956	937	1,046	1,028	910	957	936
Generación (MBTU)																
Térmica Gas	10,295	8,347	8,325	8,240	8,225	8,215	8,215	8,306	8,144	8,211	8,364	8,459	8,472	8,454	10,952	13,331
POTENCIA SIN (MW)																
Capacidad Efectiva Neta	12,734	3,160	13,425	13,229	13,427	13,355	13,280	13,414	13,479	13,509	13,303	14,427	14,413	14,559	15,527	16,571
Demanda Máxima de Potencia del SIN	7,617	7,783	8,018	8,050	8,332	8,639	8,762	9,093	9,079	9,290	9,100	9,295	9,504	9,383	9,639	10,095
Generación Portafolio EMGESA (GWh)																
Guavio	4,509	5,775	5,868	5,403	6,138	5,723	6,111	5,340	5,409	5,529	4,306	4,522	6,241	5,405	5,603	6,603
Betania	2,375	1,788	1,829	1,589	1,853	2,100	2,205	2,013	2,360	2,038	1,726	2,603	2,197	1,938	2,286	1,550
Pagua	1,963	2,253	2,384	3,466	3,324	3,313	3,307	3,565	4,089	3,786	3,724	3,783	3,674	4,222	4,339	3,476
El Químbo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	159
Cartagena	408	73	8	7	13	8	10	36	31	224	241	206	203	91	74	332
Termozipa	8	62	243	180	68	228	321	478	472	747	791	264	394	934	914	1,150
Filo de Agua	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46	322	327
Menores	853	302	373	156	484	502	608	496	556	335	517	721	588	179	93	115
Energía Comercializada EMGESA (GWh)																
Mercado Mayorista	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,979	8,335	7,639	8,882	8,425	7,669	9,061
Mercado No Regulado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,481	2,611	2,905	3,037	3,145	3,300	3,427
OBLIGACIONES ENERGIA FIRME (GWh)																
Sistema	-	-	-	-	-	-	4,324	52,780	55,326	54,732	56,535	64,914	68,224	69,866	64,264	68,180
Total Emgesa	-	-	-	-	-	-	-	3,814	11,209	11,187	11,835	13,301	13,311	13,529	12,095	12,462
Emgesa - Hidráulica	-	-	-	-	-	-	-	3,103	9,068	8,835	9,063	10,143	10,150	10,316	9,252	9,858
Emgesa - Térmica	-	-	-	-	-	-	-	711	2,141	2,351	2,772	3,159	3,161	3,213	2,843	2,604
TRANSACCIONES (Miles de Millones \$)																
Remuneración CxC	-	-	-	-	-	-	125	1,412	1,453	1,620	1,452	1,607	1,691	1,907	1,896	2,475
Transacciones en Bolsa	711	935	813	1,138	1,104	1,320	1,275	1,392	1,478	2,547	2,445	1,407	1,960	2,891	3,620	4,019
Servicio de AGC	56	203	157	243	222	273	268	183	367	526	504	294	444	709	882	1,627
HIDROLOGÍA (%) - EMBALSE (%)																
Aportes SIN respecto a la M.H.	106	84	88	88	101	94	108	105	119	89	107	135	104	91	91	79
Volumen Útil	71	83	75	79	81	78	84	79	82	65	78	89	73	69	75	61
Aportes Energía	41,013	34,652	40,684	41,909	48,662	44,934	51,124	49,147	57,389	43,139	52,305	73,699	56,447	49,619	50,242	48,005
Vertimientos	9,465	1,991	2,526	309	3,245	928	3,030	1,488	4,173	441	3,457	5,911	2,434	151	776	883
PRECIOS E INDICADORES																
Precio de Bolsa Nacional (\$/kVWh)	45	52	49	67	64	74	74	84	88	139	129	75	116	177	225	378
MC (\$/kVWh)	45	56	65	76	79	76	76	82	93	114	121	132	134	140	144	154
IPP	59	63	69	73	76	78	82	83	90	88	92	97	95	94	100	110
IPC	61	66	70	75	79	83	87	91	98	102	104	108	111	113	117	122
TRM Promedio Año (\$/USD)	2,105	2,302	2,534	2,875	2,615	2,319	2,364	2,077	1,979	2,180	1,902	1,854	1,799	1,880	2,018	2,772

Nota: Energía Disponible = Generación del SIN + Importaciones - Exportaciones

Nota: Energía No Atendida = Demanda de Energía del SIN - Energía Disponible



The background is a solid bright blue. In the lower half, there are two large, overlapping, wavy shapes composed of many thin, parallel white lines. These shapes curve from the left towards the right, creating a sense of movement and depth. The top shape is slightly higher and more rounded, while the bottom shape is lower and more elongated.

Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo

El 16 de noviembre de 2015, el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo entró en operación. La central está en capacidad de aportar al Sistema Energético Nacional cerca del 5% de su demanda de energía. El avance durante el año fue del 12,83%, con lo cual alcanzó un 97,80% de avance físico ejecutado a diciembre de 2015.

Económicamente, en el periodo comprendido entre enero y diciembre de 2015, se causaron recursos en moneda homogénea (de septiembre de 2010) por USD \$524 millones, acumulándose así la inversión total aprobada para el proyecto que es de MUSD \$1.231. Por otro lado, según lo solicitado en septiembre de 2015, se provisionó el saldo del presupuesto aprobado para capitalizar los costos de la central y se provisionaron también los costos de los compromisos de la licencia ambiental durante la etapa de operación.

Obras del Proyecto

Contrato de las obras civiles

En el año 2015 se finalizaron el 99,9% de las obras civiles, lo que permitió realizar el llenado del embalse y alcanzar los niveles de agua requeridos para las pruebas y puesta en marcha de las unidades generadoras. Las obras civiles pendientes no imposibilitaron la operación de la Central. Los rellenos de la presa llegaron a la elevación 718, para alcanzar un volumen conformado aproximado de 8.632.000 m³. El dique auxiliar finalizó con un volumen de relleno total de 5.457.000 m³.

El avance ejecutado del contrato al inicio del año era de 91,18%, con una desviación de 5,57%, mientras que en diciembre esta cifra fue de 99,9% y una desviación de 0,1%.

Contrato de los equipos electromecánicos

Durante el año 2015 se finalizó el montaje de todos los equipos electromecánicos y se realizó el comisionamiento de las unidades de generación. Luego de cumplir con las pruebas requeridas por los organismos de control, las unidades se declararon en operación comercial el 16 de noviembre.

Obras de infraestructura

Las vías sustitutivas del proyecto fueron terminadas el mes de junio y entregadas a satisfacción a las entidades correspondientes. Se destaca el viaducto Garzón – El Agrado, hasta el momento el puente más largo del país, con una longitud de 1.708 metros.

De igual manera, en junio se concluyó la construcción de los reasentamientos Llanos de La Virgen, Santiago y Palacio, Montea y San José de Belén, y se dio inicio a la entrega de las viviendas a la comunidad beneficiaria.

En cuanto a la construcción de los distritos de riego, se logró un avance ejecutado de 86,03% con una desviación de 3,18% causada principalmente por restricciones ambientales y arqueológicas.

Otros frentes de infraestructura terminados son el traslado de redes eléctricas, la iluminación del viaducto Balseadero y la construcción de las lagunas de oxidación para la comunidad de La Jagua.

Actualmente se ejecuta el realce del puente sobre el río Suaza de acuerdo con lo programado y tiene un avance real del 29,12%.

Gestión social y ambiental

En el marco de las compensaciones sociales por el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, Emgesa construyó en 2015 cuatro reasentamientos colectivos. Durante este año se logró el traslado de la totalidad de las familias objeto de reasentamiento, 150 grupos familiares fueron reubicados. Además de las viviendas, los reasentamientos cuentan con la infraestructura comunitaria necesaria para el restablecimiento del tejido social y el mejoramiento de su calidad de vida, entre los que se encuentran:

- > Centros de acopio
- > Sedes educativas: para tres de los cuatro reasentamientos, ya que en el lugar de origen contaban con este servicio
- > Iglesias: para tres de los cuatro reasentamientos, ya que en el lugar de origen contaban con este servicio
- > Polideportivo o cancha de fútbol
- > Planta de tratamiento de aguas residuales
- > Zonas verdes para recreación pasiva



Cada una de las viviendas cuenta con un área neta de construcción de 100 m², más un cobertizo de 17,60 m², ubicadas en lotes de 500 m², las cuales cuentan con acabados arquitectónicos y características para garantizar resistencia y durabilidad. La mayoría de las viviendas tienen sala-comedor, cocina, baño, cuatro alcobas, hall de habitaciones, zona de ropas y cobertizo.

Adicional a las viviendas y con el fin de establecer su actividad productiva y contribuir con el mejoramiento de la calidad de vida de esta población, en 2015, el 100% de las familias beneficiadas concertaron Planes de Producción Agropecuarios (PPA), los cuales cuentan con distritos de riego por gravedad y se desarrollarán en parcelas productivas de cinco hectáreas cada uno.

Con el desarrollo de estos planes, las 150 familias alcanzarán un ingreso superior a los dos salarios mínimos mensuales legales vigentes. A 31 de diciembre de 2015, se implementaron 31 PPA, de los cuales 14 alcanzaron el ingreso establecido (2 SMMLV) y son auto sostenibles.

Por otra parte, 1.939 personas identificadas como población no residente y residentes no propietarios han sido compensadas con la entrega de un capital semilla para iniciar nuevos emprendimientos, después de un proceso de formación de seis meses con el Servicio Nacional de Aprendizaje (SENA). Adicionalmente, con esta entidad se llevaron a cabo más de 60 cursos de formación para más de 1.850 beneficiados. Esta estrategia se denominó Emprendedores con Energía. El 85% de los beneficiados ya realizaron inversiones con el capital semilla entregado por Emgesa en:

- > Vivienda: 36%
- > Proyectos agropecuarios: 28%
- > Vehículos para transporte: 27%
- > Proyectos pecuarios: 11%

Gestión de comunicación Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo

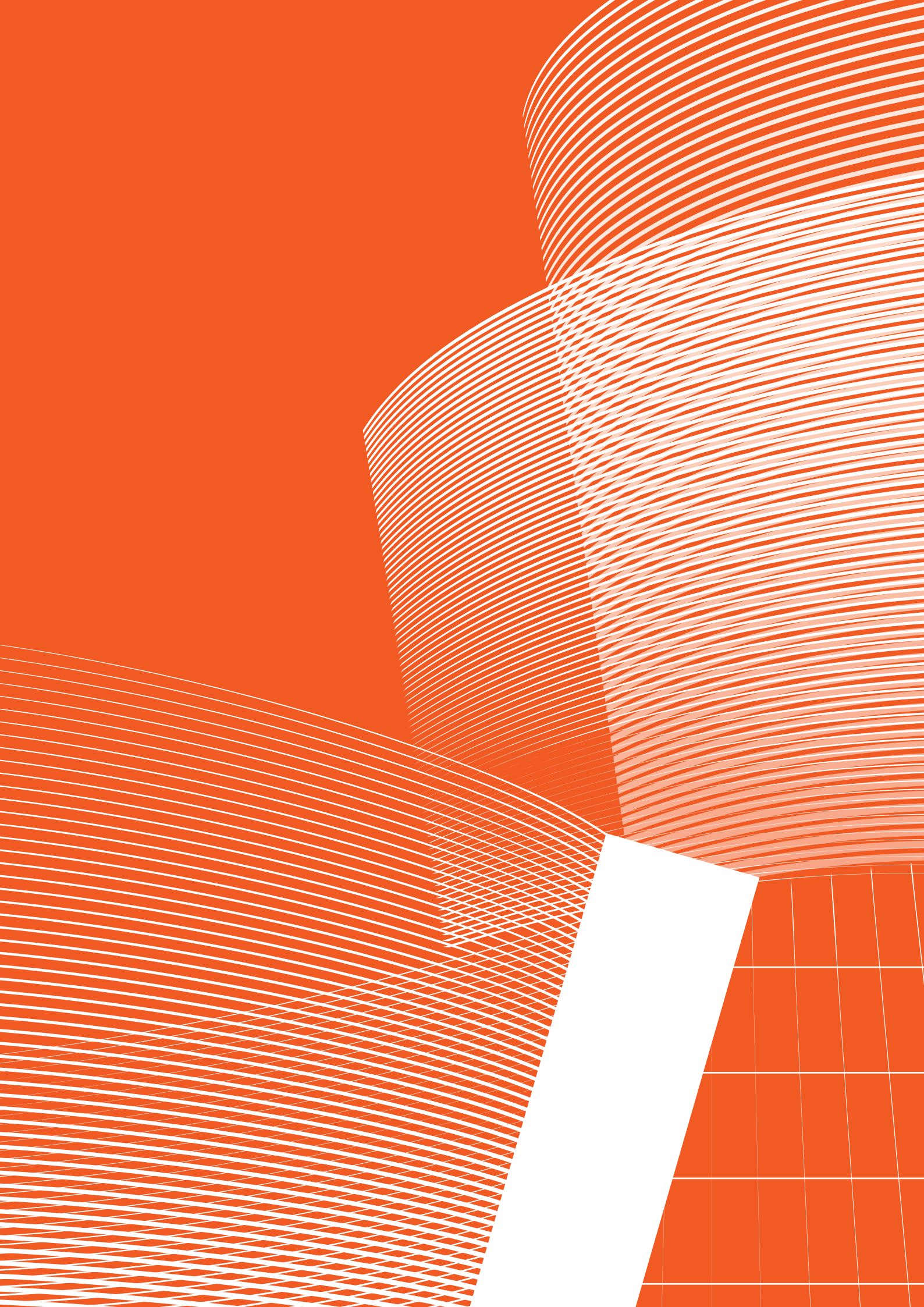
Se desarrollaron estrategias, tanto internas como externas, para comunicar los avances, los compromisos y hacer tangibles los beneficios sociales, ambientales y de infraestructura para la región y el país.

A lo largo del año se realizó una campaña en medios de comunicación del Huila y algunos medios nacionales. Se desarrolló material divulgativo para la región y se realizó gestión mediática permanente, para brindar información de primera mano, mitigar la desinformación propiciada por grupos opositores y manejar situaciones críticas presentadas durante la etapa final del proyecto. Internamente se mantuvo comunicación periódica de los hitos del proyecto, para buscar que los trabajadores se convirtieran en fuente de información veraz.

Adicionalmente, se gestionó la actualización de los diversos canales de comunicación propios del proyecto, los cuales se enfocaron en compartir sus avances en los frentes de trabajo social, ambiental y técnico con los distintos públicos de interés. Dichos canales se concentraron principalmente en: boletín digital, programa de radio, programa de televisión, periódico, redes sociales, sitio web y programa de visitas guiadas.

■ Gestión de
desarrollo de negocio





Durante el 2015, las acciones para el desarrollo del negocio de generación estuvieron orientadas a la planeación estratégica de la expansión en el mediano y largo plazo y al desarrollo de los nuevos proyectos de generación que garanticen la sostenibilidad ambiental y social, así como el crecimiento de la Compañía.

Entre ellas se destacan las siguientes iniciativas y resultados:

Desarrollo de proyectos de generación

Proyectos hidroeléctricos

Proyecto Hidroeléctrico El Paso - 160 MW:

- > Proyecto ubicado en los departamentos de Tolima y Cundinamarca en el cual se desarrollaron los estudios de inventario forestal, censo y socialización del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) ante las comunidades, autoridades regionales y autoridades ambientales, de acuerdo con los mecanismos de participación ciudadana contemplados para etapas tempranas del proyecto.
- > El EIA iniciará proceso de trámite ambiental ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) en enero de 2016.

Proyecto Hidroeléctrico Guaicaramo - 467 MW:

- > Proyecto ubicado en los departamentos de Boyacá, Cundinamarca y Meta en el que se ha avanzado en el programa de Gestión Social y Ambiental Temprana (GSAT), en todas las dimensiones contempladas en el mismo.
- > En el 2015 se adelantaron procesos de optimización del proyecto. Para el 2016 se espera socializar el EIA existente para el proyecto, actualmente en proceso de contratación, de acuerdo con los mecanismos de participación ciudadana.

Proyecto Hidroeléctrico Campohermoso - 168 MW:

- > Proyecto ubicado en el departamento de Boyacá, en el cual se terminó la primera fase del Diagnóstico Ambiental de Alternativas, en la que se verificaron varios sitios de presa del proyecto a través de determinantes técnicos, ambientales y sociales.
- > Se desarrollaron importantes trabajos de investigación geotécnica que seguirán su curso durante el 2016.

Proyectos térmicos

- > **Expansión térmica:** se revisaron tres posibles locaciones para la eventual instalación de una central térmica a carbón en los departamentos de Boyacá, Norte de Santander y Cesar.
- > **Centrales existentes:** se adelantaron los estudios técnicos y ambientales de las plantas existentes con miras a una posible ampliación o repotenciación.

Prospección eólica

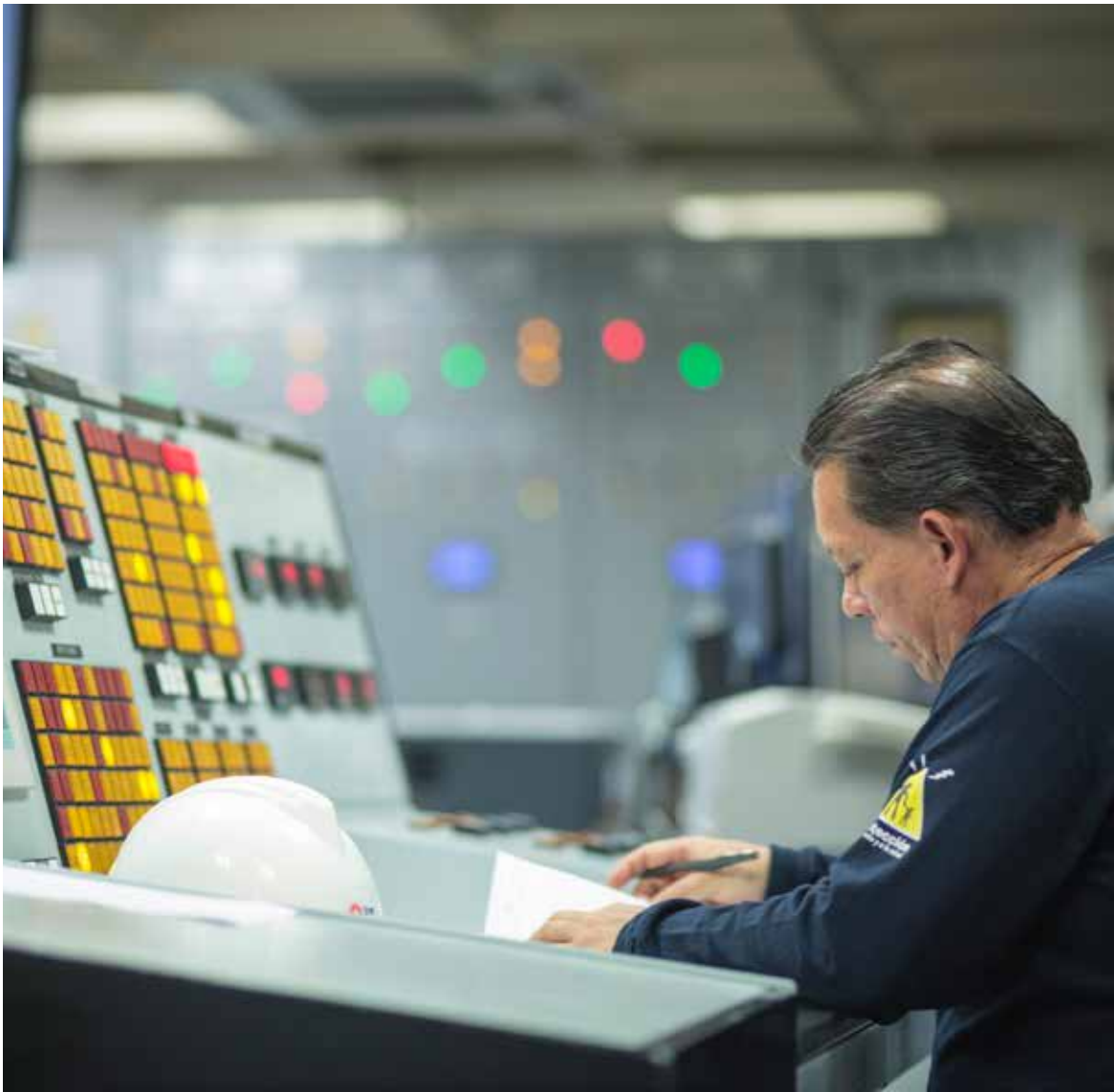
Hasta el mes de octubre de 2015 se realizaron mediciones del potencial eólico en doce puntos a lo largo del territorio nacional.

Los activos eólicos fueron transferidos a Enel Green Power a partir del mes de noviembre.

Portafolio de proyectos

Se realizó un análisis estratégico de la expansión y el portafolio existente, teniendo en cuenta los focos estratégicos de la Compañía, que dan prioridad, entre otros aspectos, a proyectos con un bajo impacto ambiental y con buena aceptación por parte de las comunidades de las zonas de influencia.

Se buscan desarrollos ágiles que permitan crecer en el futuro cercano, y se contemplan varios frentes de trabajo que incluyen la búsqueda de nuevos proyectos hidroeléctricos en nuevas cuencas, la revisión de proyectos de terceros y el desarrollo de nuevos proyectos propios.



Central Hidroeléctrica La Guaca

Creación de Valor Compartido Corporativo

Como parte de la estrategia social y ambiental del Grupo Enel, se lideró la implementación de las herramientas que darán los insumos necesarios para la puesta en marcha de iniciativas que generen valor tanto a la Compañía como a la comunidad en la cual se están madurando proyectos de generación eléctrica. Este programa se construye a través de la implementación de prácticas empresariales ambiental y socialmente innovadoras, que buscan generar valor y una estrecha relación con la realidad económica, social y ambiental de las comunidades.

Involucrar de manera activa y participativa a la comunidad en todas las etapas tempranas del desarrollo de un proyecto es el pilar fundamental de esta iniciativa, de forma que se fortalezcan relaciones de confianza que permitan incorporar el concepto de crecimiento económico, ambiental y social en conjunto, para que se identifiquen los emprendimientos y necesidades halladas como posibles elementos de generación de valor compartido.

Actualmente se está aplicando la metodología en sus primeras herramientas, especialmente para el proyecto El Paso.

■ Gestión de sostenibilidad





Para la Compañía, la sostenibilidad es una estrategia integrada a la gestión empresarial, el crecimiento y el desarrollo, con miras a la creación de valor a mediano y largo plazo para la sociedad y para todos sus grupos de interés.

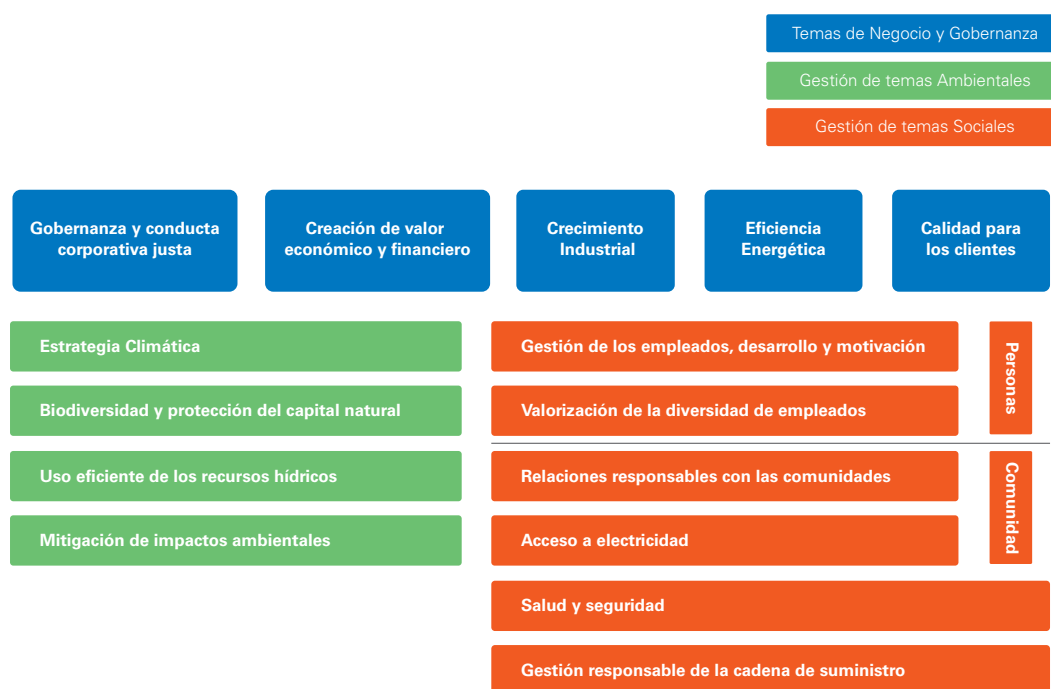
En 2015, como parte de su compromiso con la transparencia, el Grupo Enel compartió su desempeño en materia de sostenibilidad según el *Dow Jones Sustainability Index*. Gracias a esto, el Grupo estuvo entre las 317 empresas que fueron aceptadas, de 3.470 compañías invitadas. Este mismo año, recibió el prestigioso reconocimiento *Gold Class* en sostenibilidad en el anuario 2015 elaborado por *RobecoSAM*. La publicación que llegó a su vigésima edición, evaluó la actuación en el campo de la sostenibilidad de las empresas más grandes a nivel mundial.

En 2015, el Grupo recibió la calificación más alta en el *Carbon Disclosure Project* (CDP), con un puntaje de 100/100, por su transparencia en la comunicación. Este índice acredita a nivel internacional la excelencia de las compañías como empresas proveedoras de productos y servicios basados en modelos de negocio bajos en emisiones de carbono.

A nivel de Holding se creó una función de innovación y sostenibilidad que reporta directamente al consejero delegado del Grupo, y en cada país se creó una Gerencia de Sostenibilidad que específicamente en Colombia reporta al Director general del Grupo Enel en el país.

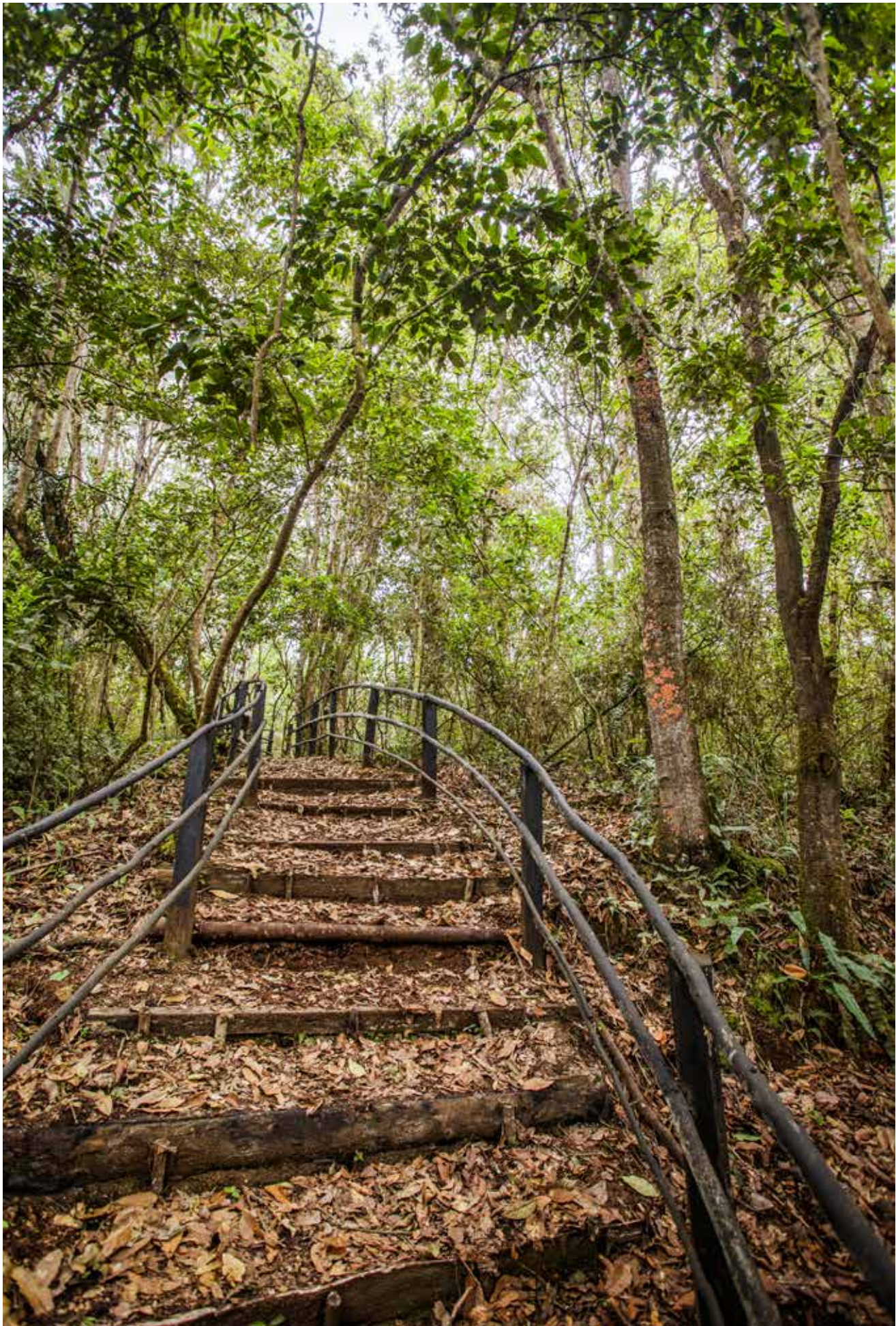
Plan de sostenibilidad 2015-2019

En 2015, el Grupo Enel definió las directrices del Plan de Sostenibilidad 2015 – 2019, las cuales se centran en los temas sociales, ambientales, de negocio y gobernanza, como se ilustra a continuación:



Emgesa gestionará y medirá el desempeño de la estrategia mediante un sistema integrado y estandarizado de los proyectos. Así mismo, fomentará el intercambio de mejores prácticas, teniendo como pilar los parámetros de valor compartido en todas las acciones de sostenibilidad.





Bosque Renace reserva natural

Iniciativas de sostenibilidad

Durante 2015, Emgesa trabajó en programas que mejoraron la calidad de vida de los grupos de interés y la implementación de iniciativas que impactaron favorablemente el medio ambiente, la innovación, el desarrollo tecnológico y la eficiencia operativa, entre los que se destacan:

Informe de sostenibilidad 2014

Se publicó el informe de sostenibilidad número once de la Compañía, completando así más de una década de ejercicios transparentes y responsables de rendición de cuentas ante sus grupos de interés. El informe se elaboró bajo los parámetros de la Guía GRI 4: Opción Exhaustiva del *Global Reporting Initiative* (GRI) y el suplemento sectorial específico para el sector eléctrico. El documento fue verificado por la firma auditora *Ernst & Young Audit SAS*.

El informe logró el "GC Avanzado" en la comunicación sobre el progreso de Pacto Global, dando cumplimiento a los diez principios a los cuales se adhirió la Compañía desde 2004.

Bosque Renace - Reserva Natural Codensa Emgesa

Nació como una iniciativa de sostenibilidad para la conservación y protección de 690 hectáreas de bosque alto andino. Está ubicado en el municipio de Soacha, Cundinamarca, y contribuye con la recuperación y conectividad de los ecosistemas ubicados en las cuencas media y baja del río Bogotá. Entre 2012 y 2015 se han sembrado cerca de 25.000 árboles en compensación a las actividades de las Compañías.

Movilidad sostenible

Como parte del Plan Empresarial de Movilidad Sostenible (PEMS), la Compañía realizó en noviembre la Tercera Semana del Carro Compartido (TSCC), actividad que contribuye a la movilidad de la ciudad, ya que los empleados compartieron el cupo en sus carros para transportarse al lugar de trabajo.

Estrategia sostenible

La integración de la sostenibilidad en las estrategias y funcionamiento de la Empresa, guía el cambio y refleja su atención hacia el medio ambiente, desarrollo social y sostenibilidad económica.

Por la naturaleza del negocio, se busca trabajar por el desarrollo de las comunidades donde opera, identificando oportunidades de creación de valor compartido. Como respuesta a las necesidades de las comunidades, Emgesa enfocó sus iniciativas y proyectos de sostenibilidad bajo las líneas de educación y desarrollo local. Entre las acciones más relevantes se encuentran:

- > La Compañía benefició a 300 personas con la construcción de dos paraderos en puntos estratégicos de las veredas Paraíso y Marsella del municipio de El Colegio.
- > Apoyó la remodelación del parque principal del municipio de Campoalegre en el Huila, con la construcción de una cubierta para la tarima principal, lo que mejoró las condiciones para el esparcimiento y benefició a la comunidad.
- > En alianza con los municipios de Gachalá y Ubalá y las Juntas de Acción Comunal (JAC), se mejoró la calidad de vida de 23 familias, con la construcción de unidades sanitarias, mejoramiento de cocinas y construcción de casas prefabricadas.
- > La Empresa se vinculó como ciudadano corporativo al Festival Náutico del Guavio y a las celebraciones del día del campesino de los municipios del área de influencia de la hidroeléctrica del Guavio.
- > Como resultado de la alianza constituida con cinco cuerpos de bomberos de los municipios de Gachetá, Gachalá, Sibaté, El Colegio y San Antonio de Tequendama, se realizaron ocho brigadas conjuntas en prevención de incendios y se entregó dotación en equipos de comunicación, uniformes y otros elementos necesarios para el trabajo de estas entidades.
- > La gestión social para nuevos proyectos de generación se enfocó en la implementación de estrategias de relacionamiento con los diversos actores localizados en las áreas de influencia, aspecto que permitió identificar oportunidades en la creación de valor compartido.
- > En el marco de la Gestión Social y Ambiental Temprana (GSAT), se realizó la adecuación del acueducto rural de la vereda Buenos Aires, del municipio de Icononzo, que fue afectado por la ola invernal del primer semestre del 2015. Con la ejecución de este proyecto se beneficiaron 208 personas.



Luces para Aprender, Guajira Colombia

Línea de educación

Luces para aprender

Se instalaron 26 sistemas de energía solar en Riohacha, que beneficiaron a más de mil estudiantes de comunidades étnicas, quienes tuvieron la oportunidad de acceder a las tecnologías de la información.

Energía solar Casa Italia

Con la instalación de paneles solares se beneficiaron 250 niños de la Institución Educativa Casa Italia en la ciudad de Cartagena.

Centro piloto de danza

En la ciudad de Cartagena, 90 niños recibieron talleres complementarios a su educación básica, lo que favoreció el buen uso de su tiempo libre y mitigó algunos riesgos psicosociales a los que se enfrenta esta población. Además, 25 jóvenes mejoraron la calidad de su educación técnica con espacios de práctica pedagógica.

Banco de becas

Se apoyó el proceso de doce madres adolescentes en condiciones de vulnerabilidad de la ciudad de Cartagena, quienes mejoraron sus condiciones de vida y las de sus hijos, gracias a la formación en diferentes áreas para el trabajo.

Educación ambiental

El programa de educación ambiental benefició a 220 personas de las comunidades educativas de los diez municipios de los proyectos en estudio El Paso, Campohermoso y Guaicaramo; a través de la implementación de herramientas lúdico pedagógicas y la caracterización de los Proyectos Ambientales Escolares (PRAES).

El proyecto de mejoramiento de la infraestructura escolar benefició a 350 personas de la comunidad educativa de dos municipios del área de influencia del proyecto hidroeléctrico El Paso y un municipio del área de influencia del proyecto hidroeléctrico Guaicaramo; a través la adecuación de unidades sanitarias y equipamiento de las aulas de clase, con el fin de mejorar la calidad educativa de la zona.



Línea de desarrollo local

Juntos por las Juntas

Apoyamos la participación de 85 Juntas de Acción Comunal en el proceso de formación en formulación de proyectos, mecanismos de participación y desarrollo integral sostenible, así como también se entregó capital semilla a otras 15 juntas con el fin de fortalecer sus planes de acción comunitaria.

Cadena productiva de café

Desde el 2010, en una extensión de 2.000 m² se sembraron diez millones de plantas de café, lo que benefició a 800 usuarios. En este tiempo se aumentó la productividad de 400 a 1.200 kilos por hectárea. Por este motivo, se generaron nuevos ingresos para las familias por la producción del cultivo.

Se realizó un proceso de fortalecimiento socio empresarial a 17 asociaciones de productores y a una cooperativa departamental para la comercialización del café y prestación de servicios al productor. En el aspecto educativo, 51 productores obtuvieron certificación de la Universidad Minuto de Dios y la Fundación Formemos, en barismo y catación de café.

Cadena productiva cacao

Este programa busca fortalecer la cadena productiva de cacao, promoviendo cultivos de larga vida productiva, fomentando el trabajo asociativo y la generación de alianzas público - privadas. En este marco, 113 familias mejoraron sus condiciones de vida gracias a la optimización de los procesos de producción.

VOLUNTARIADO

Adopta un Angelito

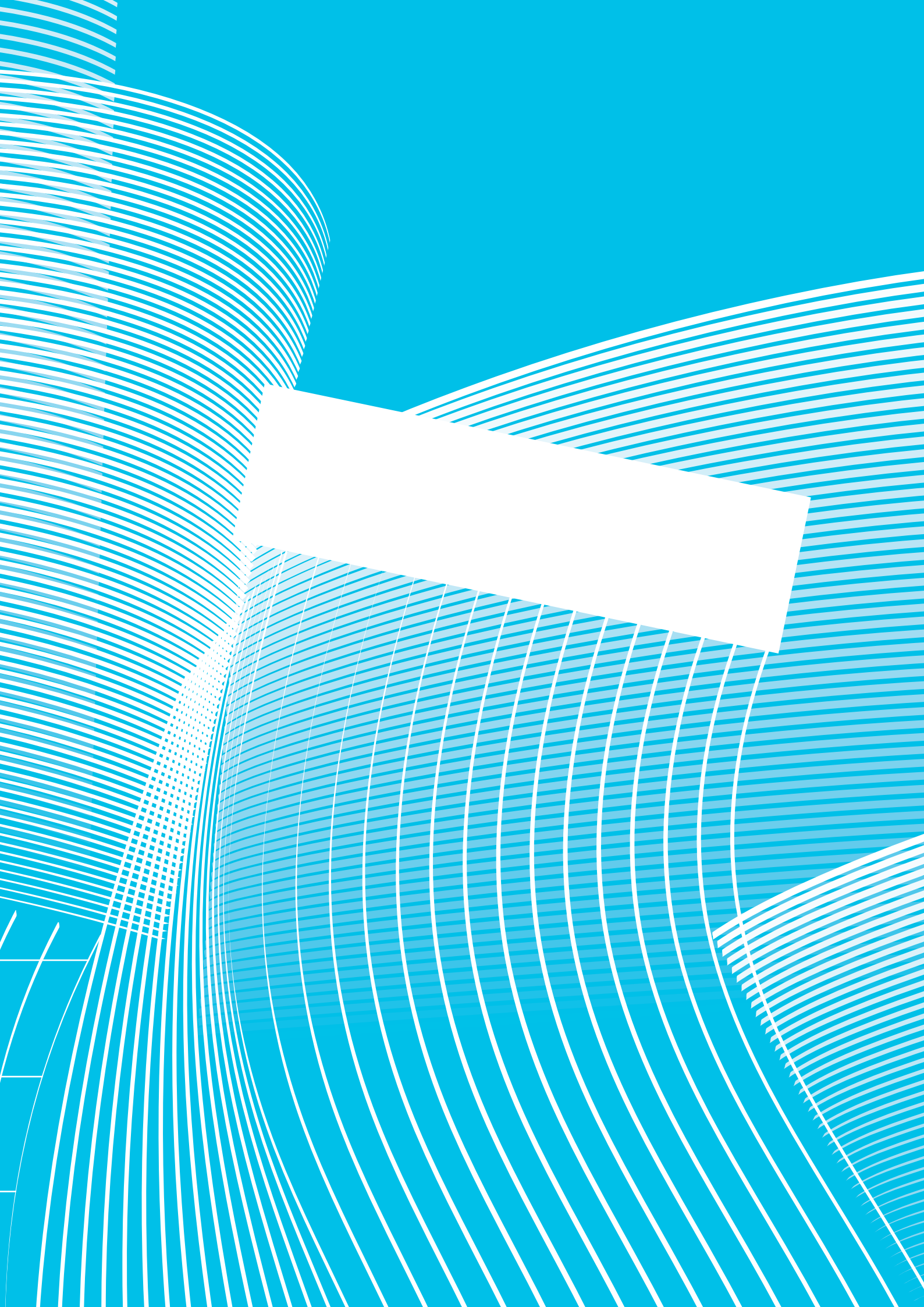
Cerca de 500 empleados de la Compañía participaron en la recolección de regalos para la época de Navidad. Se entregaron 596 regalos a niños y personas mayores, en once fundaciones de Bogotá, Soacha, Neiva, El Colegio y Ubalá.

Buena Energía para tu Escuela

Más de cuarenta empleados hicieron parte de las jornadas de trabajo en las que se mejoró la infraestructura educativa de siete escuelas, con las que se logró beneficiar a casi cuatro mil niños y jóvenes.

Generación de residuos convencionales en sedes administrativas y comerciales

Gracias a la colaboración de los empleados de la Compañía, se recogieron más de 13.000 kilos en material reciclable como papel de archivo, cartón y periódico, además de las tapas plásticas. Este material se entregó a la Fundación Sanar, entidad que con los recursos obtenidos, trabajó con niños con cáncer y sus familias en el diagnóstico, cuidado integral y en su lucha contra la enfermedad.



The background is a solid blue color. In the lower-left and bottom-right areas, there are decorative elements consisting of numerous thin, white, curved lines that form a sense of depth and movement, resembling a stylized wave or a tunnel effect.

■ Gestión de compras y aprovisionamiento

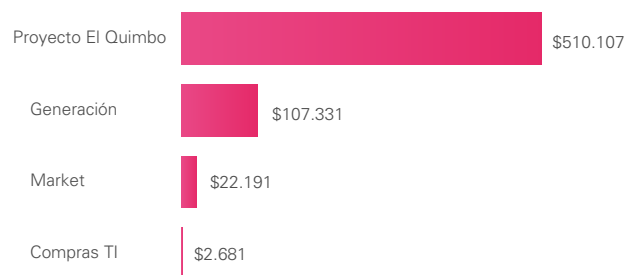
La función de Aprovisionamientos se inscribe en el ámbito de la cadena de suministro de bienes y servicios, tiene como objetivo asegurar los recursos externos que la Compañía requiere para cumplir sus objetivos.

Comprende las actividades que se inician cuando la Compañía tiene la necesidad de un material, obra y/o servicio, hasta la formalización de la relación jurídica mediante la firma de un contrato, o la firma de una orden de compra con ocasión de la aceptación de una oferta mercantil.

Principales indicadores

Durante el año 2015 se realizaron adjudicaciones por un valor de \$642.310 millones, asociados principalmente al Proyecto El Quimbo.

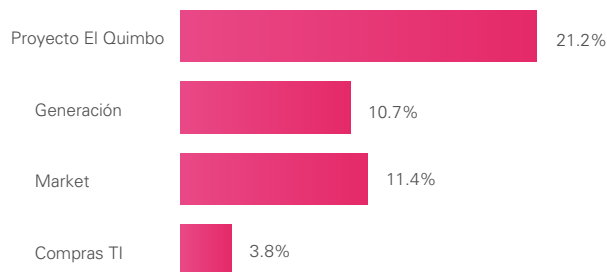
Volumen de adjudicación por área



Fuente: Adjudicaciones aprobadas durante el año 2015.

En estas compras se logró un ahorro de 19,3%, incremento de 4,4% con respecto al año 2014. Este resultado se obtuvo de acuerdos *gana-gana* con proveedores, logrando mejores precios de mercado para la Compañía. El ahorro obtenido es distribuido por carteras de compra según se indica a continuación:

Gestión de ahorro



Fuente: Adjudicaciones aprobadas durante el año 2015.



Algunos logros en 2015

- > Se logró la implementación y consolidación de la metodología de evaluación *Vendor Rating*, la cual permite analizar el desempeño de la prestación de servicios en la Compañía. En obras y servicios se evalúa la calidad, la puntualidad, la seguridad y el cumplimiento de aspectos jurídicos y laborales. Cada tres meses se evaluaron en promedio 52 proveedores, 65 contratos y 41 familias. Además, se actualizó el modelo de medición de las categorías de seguridad y cumplimiento de aspectos jurídicos y laborales, aprobando un modelo global para la compañía.
- > Se implementó la fase III de portal corporativo *Portal One*, el cual permite mayor autonomía y simplicidad en la disponibilidad de los proveedores para procesos de compra del Grupo Enel, se podrá contar con mayor cantidad de proveedores para participar en procesos de contrataciones de bienes y servicios para la Compañía. Con esta evolución del portal se continúa adaptando para la integración con ZONE, el cual será el nuevo sistema de compras del Grupo Enel.
- > Se dio continuidad al desarrollo e implementación de licitaciones electrónicas mediante la herramienta SAGA7 (Sistema de Compras de la Compañía), logrando que nuestros proveedores participen en licitaciones cuya trazabilidad garantiza igualdad de oportunidades, procesos de compra más eficientes y disposición de información de forma magnética.
- > Durante el 2015 se realizaron nueve operaciones de comercio exterior por un monto de \$202.416.74.945, lo que representó un incremento del 81 % con respecto al año 2014.
- > Con el objetivo de permitir mayor participación de proveedores nuevos en los procesos de contratación de la Compañía, se implementaron medidas para disminuir las ampliaciones de contratos y pedidos vigentes, que permitieron tener una reducción del 11,3% con respecto al año 2014 (sin incluir el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo).
- > Se avanzó en el proyecto “Cadena de Valor con Proveedores”, que busca optimizar la cadena de suministro desde la planeación de necesidades hasta la evaluación de desempeño de los proveedores y resaltar la ética como uno de los valores del Grupo Enel y su importancia en todas nuestras actuaciones.



Central Hidroeléctrica Tequendama

Gestión de compras

Compra de materiales y contratación de obras y servicios

Algunos procesos relevantes contratados durante el año 2015:

- > Licitación del servicio de operación del patio de carbón de la Central Martín del Corral por un valor total de \$10.051.005.733 y un periodo de dos años con opción de prórroga por un año adicional.
- > Licitación del suministro, montaje, pruebas y puesta en servicio de tres reguladores de velocidad electrónicos de control para una turbina Pelton con cinco inyectores, para la Central Guavio, por un valor de \$1.010.005.773 y un periodo de tres años.
- > Licitación del servicio de recuperación de la superficie interna de la tubería de carga de la Central Charquito por un valor total de \$1.013.000.000 y un periodo de 90 días.

Compras de sistemas y tecnologías de información

Entre las contrataciones relevantes de 2015 se encuentra el suministro, instalación, configuración y mantenimiento de equipos de telecomunicaciones Cisco, por un valor de \$527.924.310 y un ahorro del 9.7%. Este proyecto pretende atender las necesidades de equipos de comunicación de la Compañía, mejorando los niveles de confiabilidad y disponibilidad de las redes de datos y de telefonía.

Gestión de proveedores

En el ámbito de proveedores, la Compañía ha dado continuidad al objetivo de contar con proveedores calificados, con experiencia y de gran desempeño. Es por esto que durante el año 2015 ha desarrollado las siguientes actividades asociadas a la calificación de proveedores:

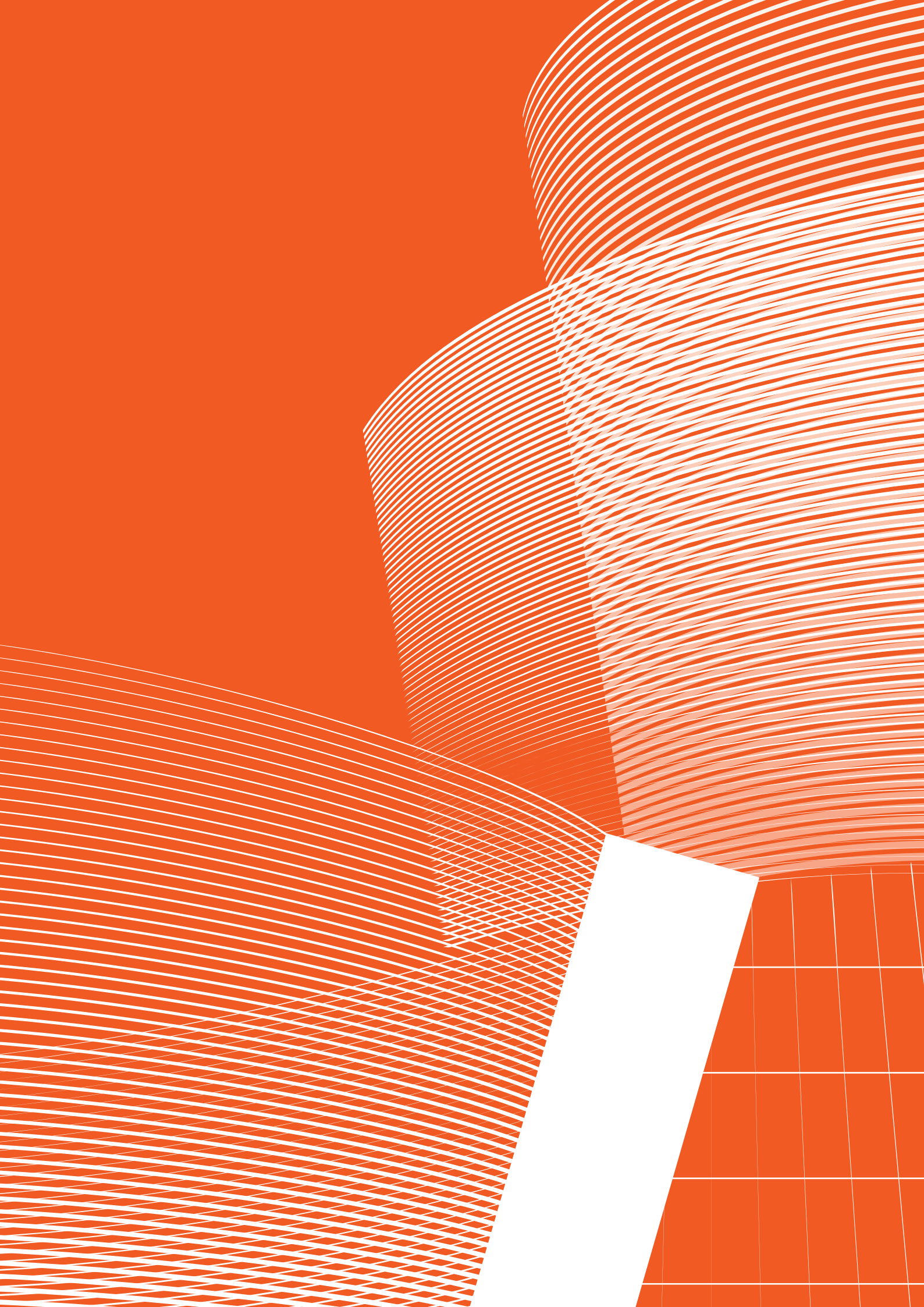
- > Se consolidó el Modelo de Calificación Empresarial, el cual tiene como objetivo evaluar en aspectos legales, económicos y financieros a los potenciales proveedores de suministros o servicios, previo a un proceso de licitación. Durante el año 2015 se calificaron 150 proveedores colombianos, para un total de 218.
- > En 2015 se incorporaron siete nuevas familias de servicios que cuentan con requisitos técnicos en el modelo de calificación técnica.
- > Durante el 2015 se calificaron 48 proveedores bajo el modelo de calificación en seguridad y salud laboral, proceso que permite verificar documentalmente si los proveedores cumplen los requisitos establecidos por el Grupo Enel en seguridad y salud laboral, previo a un proceso de licitación. Actualmente, 171 proveedores cuentan con esta calificación.



Central Hidroeléctrica Guavio

▮ Gestión financiera





Los ingresos operacionales de Emgesa en 2015 alcanzaron los \$3.268.277 millones, cifra que representa un incremento del 23.80% con respecto al año 2014. Este incremento se debe principalmente a la mayor generación de energía, al mayor precio de venta en contratos a causa del incremento del Índice de Precios al Productor (IPP) al cual se indexa un porcentaje significativo de los contratos de venta de energía en el mercado mayorista, y al aumento del precio promedio de venta en la Bolsa de Energía por los menores aportes hidrológicos.



Por su parte, el costo de ventas ascendió a \$1.349.939 millones, superior en un 74,74% con respecto al año anterior, como consecuencia principalmente de mayores compras en el mercado *spot* y el mayor consumo de combustibles por el incremento en la generación térmica.

Los gastos de administración presentaron un aumento del 41,14% y alcanzaron el monto de \$192.909 millones, debido al reconocimiento del impuesto a la riqueza aplicable para el 2015, el cual es computado como un costo fijo en el EBITDA, como resultado de la adopción de las Normas Información Internacional Financiera (NIIF) en 2015.

El mayor crecimiento en los ingresos, en los costos de ventas y en los gastos de administración explicados anteriormente, resultó en un EBITDA de \$1.725.429 millones, que evidencia una leve disminución del 0,31% frente al resultado de 2014 y un margen EBITDA del 52,79% sobre los ingresos operacionales.

El gasto financiero neto ascendió a \$167.333 millones, un 38,08% mayor que en 2014, debido al incremento de las tasas de interés promedio por efectos del Índice de Precios al Consumidor (IPC), y al cese en la capitalización de intereses asociados a la deuda contratada para financiar El Quimbo, a partir de su entrada en operación a mediados del mes de noviembre de 2015.

Finalmente, la utilidad neta de la Compañía durante 2015 fue de \$885.455 millones, lo cual representó una reducción del 12,84% con respecto al año anterior, producto principalmente del mayor gasto financiero neto y del mayor impuesto de renta y CREE, introducido tras la última reforma tributaria. Dicho resultado representó un margen del 27,09% sobre los ingresos operacionales.

Evolución de la utilidad neta



A 31 de diciembre de 2015, los activos totales de la Compañía sumaron \$8.839.876 millones, dentro de los cuales el disponible e inversiones de corto plazo ascendieron a \$299.179 millones. El disponible presentó una disminución del 66,03%, respecto a los saldos correspondientes al mismo corte del año anterior, y se explica principalmente por la utilización de caja obtenida mediante financiación en 2014 para atender las inversiones de la Central Hidroeléctrica El Quimbo.

En cuanto al nivel de endeudamiento, al corte del 31 de diciembre de 2015, Emgesa registró una deuda financiera de \$3.981.542 millones, un 9,53% superior al endeudamiento registrado al cierre del año 2014.

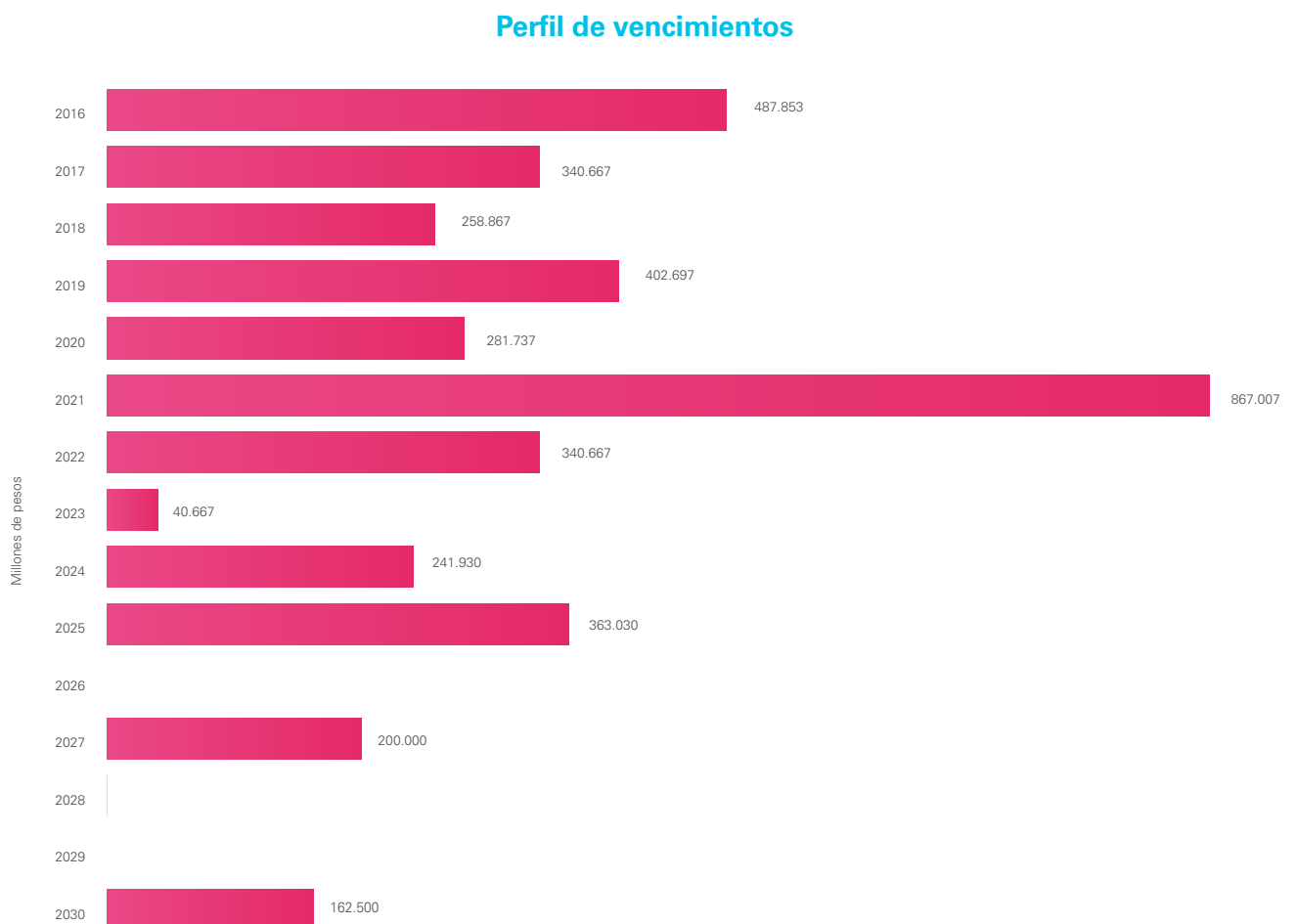
El nivel de endeudamiento se incrementó tras el vencimiento de bonos locales por valor de \$250.000 millones en el mes de febrero. Además se suscribieron créditos de corto plazo con la banca local con un saldo final de \$266.874 millones, créditos en Soles Peruanos con el Banco de Crédito del Perú, para los cuales se contrataron coberturas a pesos colombianos, resultando en un saldo equivalente de deuda de \$195.678 millones. A lo anterior se suma un crédito indexado en pesos con el Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ por \$130.000 millones. Estos recursos se usaron para fondar inversiones en El Quimbo y atender necesidades de capital de trabajo.



Así, la deuda financiera al 31 de diciembre de 2015 se encontraba dividida entre bonos emitidos en el mercado de capitales local por \$2.348.340 millones, bonos indexados a pesos colombianos emitidos en el mercado internacional por \$736.760 millones y créditos bancarios por valor de \$902.519 millones.

Emgesa mantuvo al cierre del año 2015 el 100% de su deuda en pesos, directamente o mediante coberturas financieras. Por otra parte, el 87,77% de la deuda financiera era a largo plazo (tenía plazo de vencimiento superior a un año). El 58,89% de la deuda contaba con intereses indexados al IPC, el 10,73% a la IBR, 3,23% en DTF y 27,09% restante a tasa fija.

Este es el perfil de vencimientos de Emgesa al corte del 31 de diciembre de 2015:



Por su parte, el patrimonio de la Compañía ascendió a \$3.558.112 millones al cierre del 2015.

Dividendos

El 25 de marzo de 2015, la Asamblea General de Accionistas en su sesión ordinaria, aprobó la distribución de utilidades del periodo septiembre a diciembre de 2014, neto de la Reserva por Depreciación Acelerada (Artículo 130 del Estatuto Tributario), por un monto total de \$286.222 millones.

En 2015, Emgesa pagó un total de \$1.045.672 millones de pesos en dividendos a sus accionistas, correspondientes a la última cuota (37,5%) de los dividendos sobre la utilidad neta de 2013 y a las dos primeras cuotas (79,29%) de los dividendos sobre la utilidad neta de 2014.

Gestión de financiamiento

Con el objetivo de reducir el gasto financiero de la Compañía, durante el 2015 se utilizaron diversos instrumentos de financiamiento que permitieron destinar los recursos en el momento necesario y mantener la eficiencia financiera.

Al cierre del 2015, el saldo en créditos con la banca local fue de \$266.874 millones, el detalle a continuación:

Banco	Fecha de Desembolso	Fecha de vencimiento	Plazo (Años)	Monto Vigente	Tasa Cupón	Base
Banco AV Villas	18-ago-15	16-feb-16	0.5	49.000	DTF+ 1,08% E.A	DTF
BBVA Colombia	11-jun-15	10-oct-16	1.3	12.874	IBR EA + 1,20%	IBR
BBVA Colombia	17-jun-15	10-oct-16	1.3	110.000	IBR EA + 1,20%	IBR
Banco Davivienda	31-ago-15	24-feb-16	0.5	13.000	6,30%	Fija
Citibank	28-ago-15	24-feb-16	0.5	23.000	DTF+ 1,61% TA	DTF
Banco de Bogotá	01-sept-15	24-feb-16	0.5	59.000	DTF+ 1,61% TA	DTF

Adicionalmente, en octubre y noviembre del 2015 se tomaron recursos con el Banco de Crédito del Perú, a través de tres créditos sintéticos PEN/COP (créditos en soles peruanos más un SWAP de soles peruanos a pesos colombianos) por un total (tras el SWAP) de \$200.646 millones, cuyos detalles se presentan a continuación:

Banco	Fecha de Desembolso	Fecha de vencimiento	Plazo (Años)	Monto Vigente	Tasa Cupón	Base
Banco de Crédito del Perú	01-oct-15	05-oct-16	1,0	92.917	4,29%	Fija
Banco de Crédito del Perú	06-oct-15	13-oct-16	1,0	61.162	4,87%	Fija
Banco de Crédito del Perú	23-nov-15	30-nov-16	1,0	46.568	5,35%	Fija

Finalmente, en el mes de diciembre se tomaron \$130.000 millones mediante un crédito indexado a COP con el Bank of Tokyo Mitsubishi UFG a un plazo de 18 meses y a un costo de 6,90% NASV (7,02% E.A.).

La diversidad de fuentes reflejó las buenas prácticas ejecutadas en el proceso de financiamiento de Emgesa durante el 2015. Se alcanzaron niveles competitivos sin incurrir en riesgo de tasa de cambio, pese a utilizar recursos internacionales, en medio de las complejas condiciones de mercado vistas a lo largo del año.

Calificaciones vigentes

La calificación nacional de largo plazo del Programa de Emisión y Colocación de bonos de Emgesa fue ratificada en AAA (col) por *Fitch Ratings* Colombia el 25 de junio de 2015.

Igualmente, la calificación internacional de Emgesa como emisor de deuda corporativa de largo plazo en moneda local y extranjera fue ratificada por *Standard & Poor's* en BBB el 11 agosto de 2015 y por *Fitch Ratings* el 7 de mayo de 2015, con perspectiva estable en ambos casos.

En el caso de *Fitch Ratings*, la decisión se fundamentó en el sólido perfil de negocio, soportado en la diversificación de sus activos de generación y su fuerte posición competitiva. La firma indicó que la Compañía mantiene una sólida generación de flujo de caja operativo, lo cual permite pensar que se mantendrá un apalancamiento moderado en medio de su fuerte programa de inversiones de capital. Resalta además que las calificaciones incorporan el efecto positivo en la generación de caja, una vez el proyecto El Quimbo entrara en operaciones durante 2015, así como también la importancia estratégica de Emgesa para sus accionistas. Por su parte, *Standard & Poor's* destacó que Emgesa continúa beneficiándose de métricas de crédito saludables, del crecimiento de la demanda de energía, los bajos costos de generación, y los favorables precios de energía en Colombia.

Reconocimiento *Investor Relations*

En agosto de 2015, Emgesa recibió por tercer año consecutivo el reconocimiento *Investor Relations* por parte de la Bolsa de Valores de Colombia (BVC), por elevar voluntariamente sus modelos de gestión de revelación de información y de relación con inversionistas, por encima de las exigencias de la normatividad local, y por poner a disposición de los inversionistas información trimestral y anual en inglés y español en su sitio web.



Operación Central Hidroeléctrica La Guaca

Certificación de calidad a procesos de la subgerencia de tesorería

Los Procesos Gestión de Pagos y Excedentes de Liquidez de la Compañía, desde los años 2010 y 2011 respectivamente, han obtenido la Certificación de Calidad ISO 9001, otorgada por el ente certificador internacional *Bureau Veritas*.

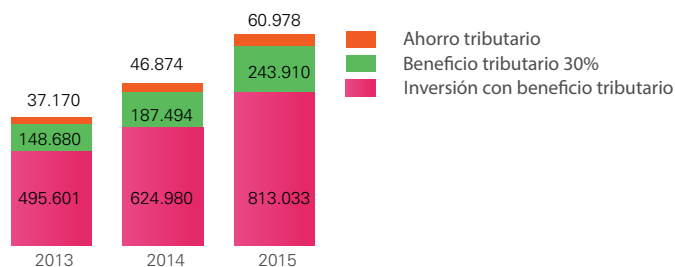
Gestión tributaria

En 2015, la gestión se vio reflejada en las operaciones de la Compañía como se describe a continuación:

- > Se obtuvo dictamen sin salvedades del auditor externo sobre el cumplimiento de las obligaciones del contrato de estabilidad jurídica, lo que permitió mantener el beneficio de deducción especial en activos fijos reales productores de renta para el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo.

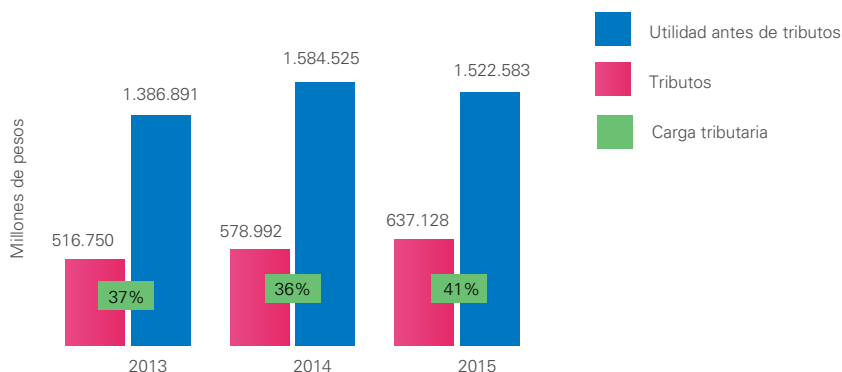
En los últimos tres años esta deducción especial ha generado un menor impuesto de renta para la Compañía, como se indica a continuación:

Beneficio tributario Quimbo



- > Se obtuvo sentencia definitiva favorable en el proceso que se adelantaba en contra del municipio de Yaguará por el cobro de la sanción por no declarar impuesto de industria y comercio por el año 2003, que tenía una cuantía total de \$31.418 millones de pesos.
- > Como resultado de las gestiones realizadas por la Compañía desde el año 2012, que implicaron la defensa de la constitucionalidad del artículo 181 de la ley 1607 de 2012, el Consejo de Estado aceptó que la comercialización de energía por parte de la empresa generadora constituye la etapa final de la actividad de generación y no una actividad independiente, con lo cual se encuentra sujeta a ICA en los términos establecidos en la ley 56 de 1981. En consecuencia, se obtuvo sentencia favorable en tres procesos de ICA que tenían una cuantía total de \$5.451 millones de pesos.

A continuación se ilustra la carga tributaria de la Compañía de los últimos tres años:



Gestión de administración

Control interno

Durante el año 2015, la División de Control Interno coordinó la autoevaluación del modelo de Control Interno de información financiera en cumplimiento de la Ley 262 Italiana y Sarbanes Oxley (SOX).

Las auditorías interna y externa evaluaron los procesos relevantes de la Compañía mediante pruebas de diseño y operatividad a los controles, y producto de estas revisiones surgieron asuntos de mejora para los cuales se generaron planes de acción. No fueron reportados asuntos significativos por parte del Auditor Externo e Interno referentes al modelo de control interno sobre la información financiera.

Se adelantó el rediseño del modelo de control interno sobre información financiera según las directrices del Grupo Enel, enfocado a documentar los procesos, identificar riesgos y controles de los principales ciclos de negocio de la Compañía y buscar eficiencias bajo un alcance transversal, para lograr la mejora y optimización del modelo de control interno y priorizar en controles y riesgos clave. El nuevo modelo de control interno será objeto de autoevaluación por parte de la Administración durante el año 2016.

Implementación Normas NIIF

En cumplimiento de la Ley 1314 de 2009 y el Decreto 2784 de diciembre 2012, la Compañía surtió las fases de preparación, transición y cierre de transición del proceso de convergencia a las NIIF.

De acuerdo con la Resolución N° SSPD 20141300033795 del 30 de Julio de 2014, la Compañía reportó oportunamente a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios el 29 de agosto de 2014, el Estado de Situación Financiera de Apertura - ESFA, la conciliación patrimonial, las revelaciones y las políticas al 1 de enero de 2014.

Continuando con el proceso de convergencia a las NIIF, la Superintendencia de Servicios Públicos emitió la Resolución No. SSPD 20151300028355 el 19 de agosto del 2015, con los requerimientos de información para el cierre

de período de transición; para este propósito la Compañía reportó el 30 de septiembre del 2015 la información financiera solicitada con corte al 31 de diciembre del 2014 y en los términos requeridos en la resolución mencionada.

De otra parte, para efectos de reporte de información intermedia como entidad emisora de títulos valores inscrita en el Registro Nacional de Valores y Emisores – RNVE, la Compañía reportó a la Superintendencia Financiera de Colombia la información financiera intermedia para los trimestres marzo, junio y septiembre del 2015, bajo lenguaje XBRL; bajo los parámetros requeridos en las circulares externas 007 de abril del 2015 y 011 de mayo de 2015.

Con corte a septiembre del 2015, la Compañía efectuó un cierre de propósito especial para lo cual se emitieron estados financieros; los cuales fueron preparados de acuerdo con los Principios y Normas de Contabilidad e Información Financiera aceptados en Colombia, que contemplan las Normas Internacionales de Información Financiera -NIIF-, las Normas Internacionales de Contabilidad –NIC-, las interpretaciones SIC, las interpretaciones CINIIF y el marco conceptual para la información financiera, aplicables, emitidas y aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés).

Nueva estructura de la Gerencia de Administración

Como parte de la nueva estructura Organizacional de la Compañía, se creó la Gerencia de Administración, que reporta directamente a la Gerencia de AFC Colombia.

Dentro de sus principales responsabilidades, la Gerencia de Administración tiene a cargo, bajo los principios y políticas del Grupo Enel, la gestión contable de la Compañía, la consolidación y elaboración de estados financieros, el monitoreo efectivo del control interno y las cuentas por pagar.

La Gerencia de Administración viene trabajando en la integración de los nuevos procesos y de manera alterna la reasignación de funciones en el equipo, para consolidarse eficientemente sin alterar las operaciones diarias del negocio.

■ Gestión de auditoría interna





Durante el 2015, la gestión estuvo encaminada principalmente a fortalecer y actualizar prácticas y metodologías de auditoría interna, de gobierno corporativo, de cumplimiento y de aseguramiento de riesgos en la Compañía. Así, se logró fortalecer el sistema de control interno en la Empresa, con el objetivo de mejorar la calidad, la transparencia, el servicio, la competencia y el liderazgo en el sector y en el país.

Entre las principales acciones que se desarrollaron en 2015 se destacan:

Conducta corporativa

En 2015, la Compañía firmó el Compromiso de Transparencia y Ética de las Empresas del Sector Eléctrico en Colombia, resultado de una acción colectiva que se promovió con otras once compañías del sector y con entes gubernamentales.

El compromiso busca fortalecer la sana competencia, la confianza y la sostenibilidad de las empresas y del sector, considerando las mejores prácticas y lineamientos mundiales en transparencia, anticorrupción y cumplimiento.

También se creó el Comité de Cumplimiento Interno, que tiene la responsabilidad de monitorear la implementación y la adecuación de los programas de cumplimiento. El comité busca que los programas estén enmarcados en herramientas, protocolos y sistemas de control que aseguren y exijan a los empleados y grupos de interés actuaciones transparentes, honestas, justas y éticas en el desempeño de sus labores o en las relaciones con la Empresa.



Estación de Bombeo Muña



Entre los programas y protocolos con los que cuenta la Compañía y para los cuales en 2015 se realizaron actualizaciones y sensibilizaciones para el fortalecimiento de la ética y la transparencia se resaltan:

- > Código de Ética
- > Plan de tolerancia cero con la corrupción
- > Directrices 231 y Modelo de prevención de riesgos penales
- > Protocolo de ofrecimiento y aceptación de regalos, obsequios y favores
- > Protocolo de actuación en el trato con funcionarios, entidades de control y autoridades
- > Norma de conflictos de interés
- > Manual Antitrust

Así mismo, se monitorearon y gestionaron los diferentes canales de comunicación con los que cuenta la Empresa, como mecanismos de denuncia (Canal Ético, correos, llamadas, entre otros). Se protegió a los denunciantes de represalias o conductas discriminatorias, se aseguró la confidencialidad de su identidad y se realizó un adecuado análisis y cierre de los hechos denunciados.

Los retos para el futuro contemplan continuar con la actualización e implementación de las mejores prácticas, y ser referentes en el país en materia de gobierno corporativo, ética, transparencia y prevención de delitos y corrupción.

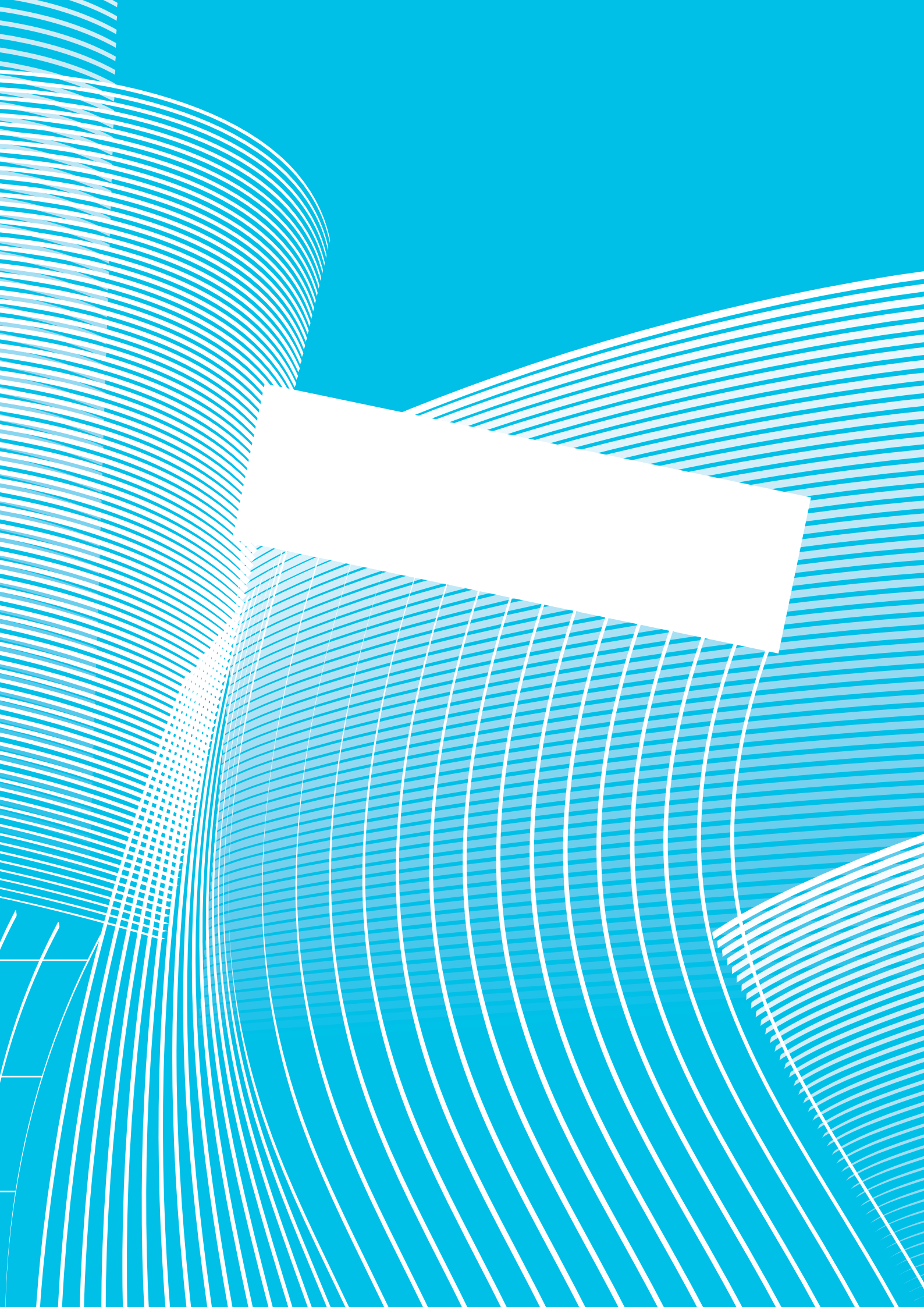
Como parte de estos retos está la participación en el proyecto del sello EACA (Empresas Activas en Cumplimiento Anticorrupción) otorgado por la Secretaría de Transparencia de la Presidencia de la República.

Función de auditoría y aseguramiento de riesgos

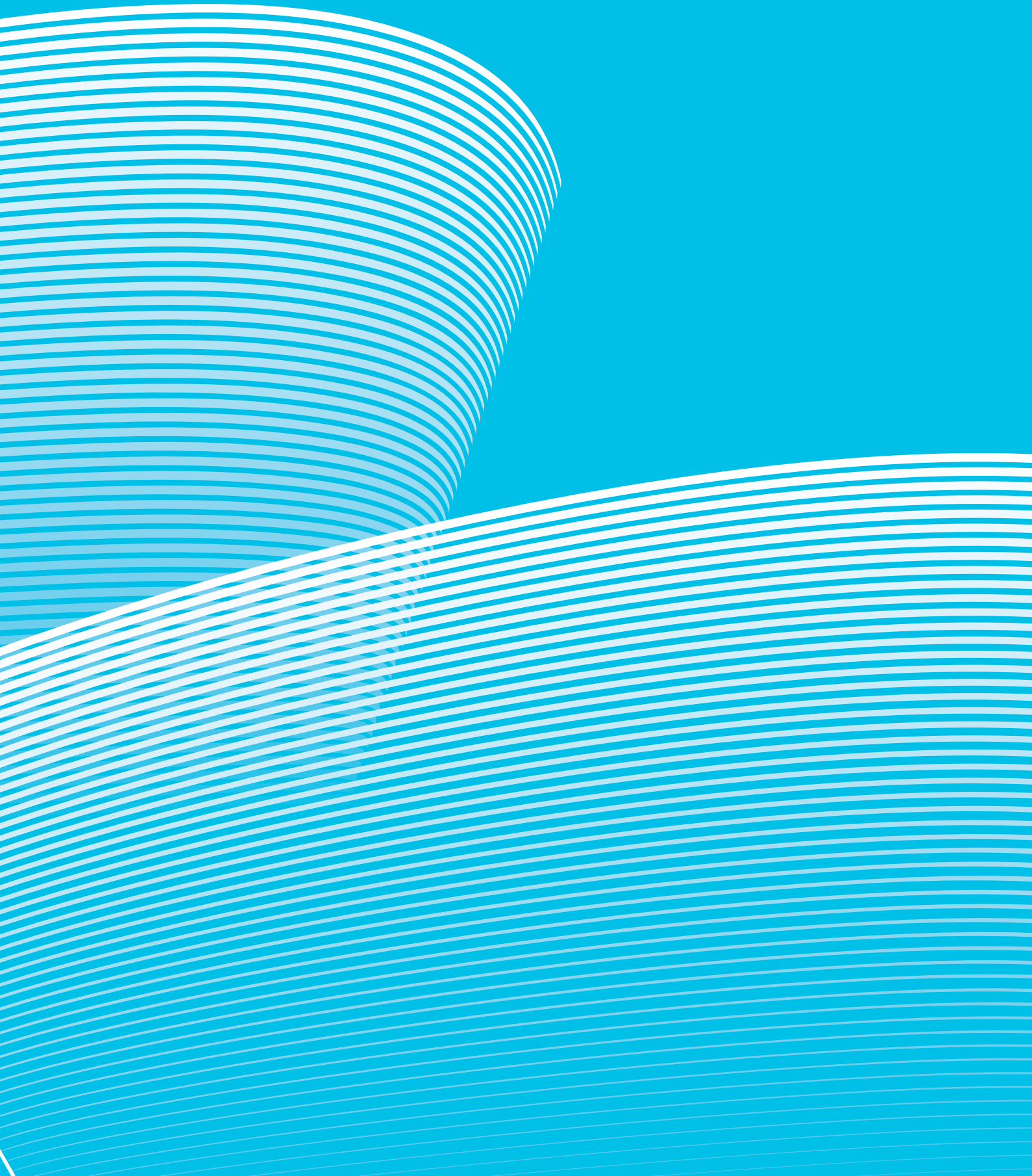
Durante todo el 2015 se actualizaron los lineamientos y manuales de la función de auditoría para alinearlos a las mejores prácticas. La función se sometió además a la evaluación de un ente externo para re - certificar el cumplimiento de las normas y estándares para el ejercicio profesional de la auditoría interna y del código de ética del Instituto de Auditores Internos. En diciembre de 2015 se obtuvo la notificación de la exitosa certificación con la máxima calificación prevista por los estándares internacionales de auditoría.

Se ejecutó en su totalidad el plan anual de auditoría, que contempló la elaboración de 13 auditorías. En esta gestión se revisó la arquitectura de control, el cumplimiento de los procedimientos internos y legislación externa, y la gestión de riesgos en procesos clave de la Compañía, como responsabilidad social corporativa, gestión medioambiental en centrales de generación de energía, gestión de contratistas, gestión de compras y adquisiciones, ventas a grandes clientes, gestión del recurso humano y gestión de pagos a proveedores.

Así mismo, se monitoreó el avance y cumplimiento de los planes de acción producto de auditorías anteriores, con el objetivo de solucionar debilidades y mejorar los procesos internos de la Empresa.



■ Gestión jurídica



Durante 2015, la gestión jurídica de la Compañía se enfocó en el apoyo a la estructuración y desarrollo de los proyectos de expansión en generación, comercialización de energía eléctrica y gas natural, la finalización de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, y, en general, dio soporte y seguridad jurídica en el desarrollo de su objeto social.

Además, se dio la asesoría legal necesaria para el mejoramiento continuo de actividades, operaciones y funciones globales en la nueva estructura organizativa de la Compañía.

Desde la perspectiva regulatoria se trabajó activamente en la estructuración de nuevos negocios para la comercialización de energía eléctrica y gas natural, así como en el análisis de las propuestas regulatorias de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y en el seguimiento a las iniciativas legislativas que impactan las actividades de la Empresa. Así mismo, se dio oportuna respuesta a los requerimientos de diversos entes de vigilancia y control.

Durante el año 2015 se lograron 22 fallos definitivos de los cuales 17 fueron favorables, lo que representó una exoneración de condena del 77,27%.

A continuación se presenta la conformación de la Junta Directiva, los comités de Auditoría y Buen Gobierno y Evaluación, y la composición accionaria de la Compañía al cierre de diciembre de 2015.



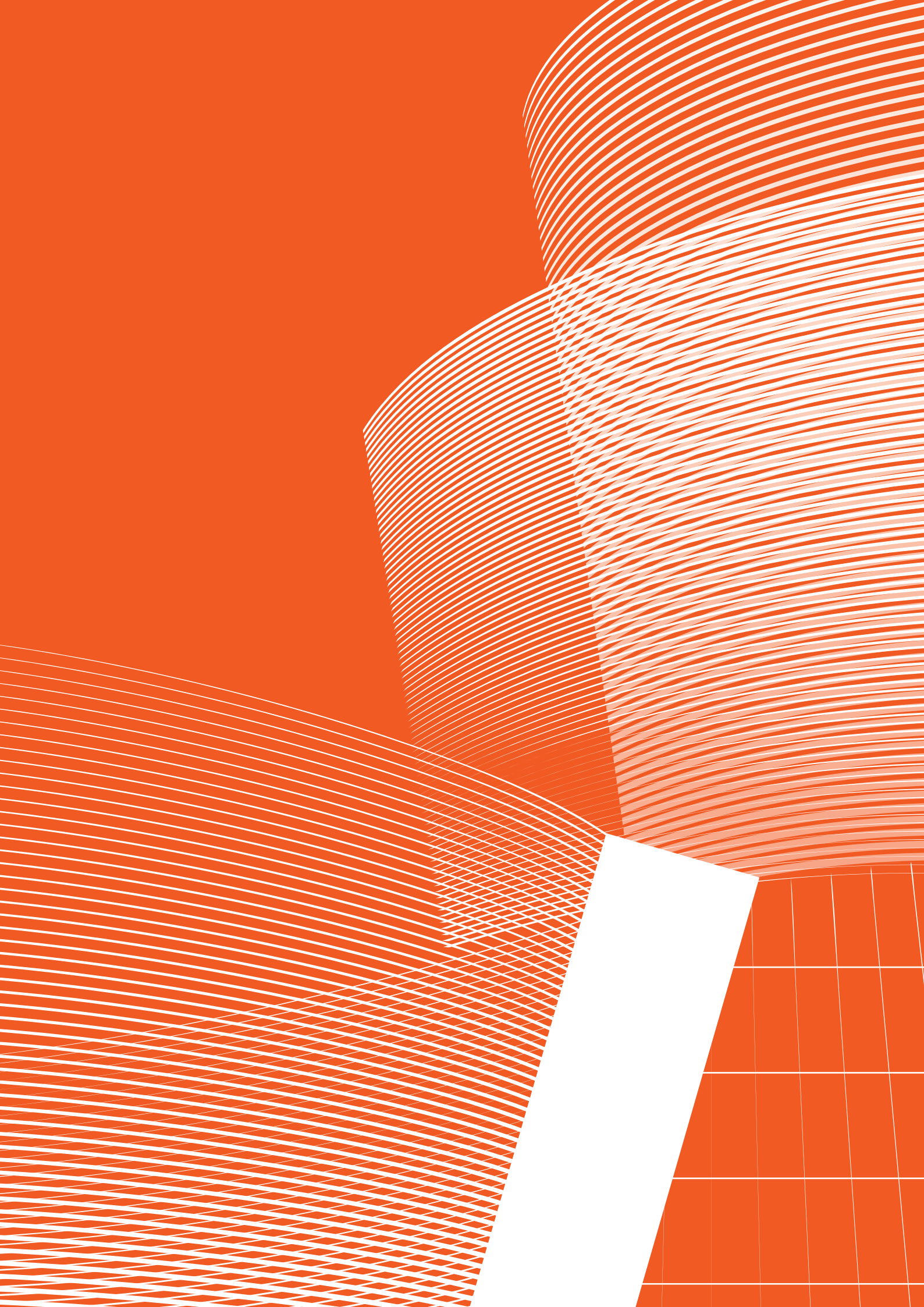
Operación Central Hidroeléctrica Darío Valencia



Central Hidroeléctrica El Paraiso

■ Gestión regulatoria,
relacionamiento institucional
y medio ambiente.





La Compañía trabaja permanentemente en la creación y mantenimiento de una relación transparente con sus audiencias institucionales, coadyuvando a la operación y a la adecuada gestión de los riesgos regulatorios e institucionales.

Gestión regulatoria en materia de generación

La gestión regulatoria se orientó al seguimiento de la normatividad del mercado eléctrico, el desarrollo del mercado de comercialización de gas natural y el seguimiento a los impactos y medidas adoptadas por efecto del fenómeno de El Niño.

Durante 2015, la gestión en relación con el mercado eléctrico se enfocó en las siguientes actividades:

i) Modificación de las condiciones de participación de las plantas menores en el esquema de Cargo por Confiabilidad; **ii)** Propuestas de modificación al mecanismo de expansión de la generación mediante la incorporación de criterios de eficiencia; **iii)** Asignación de Obligaciones de Energía Firme para los periodos 2016-2017, 2017-2018 y 2018-2019; **iv)** Implementación de la Ley 1715 de 2014 para la promoción de la generación con Fuentes No Convencionales de Energía y la gestión eficiente de la energía y **v)** Propuestas de modificación para la remuneración del servicio del *Automatic Generation Control, AGC*.

Además, el Gobierno adoptó medidas para enfrentar el fenómeno de El Niño 2015-2016, a través del Ministerio de Minas y Energía, reglamentadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en virtud del Decreto 2108 de 2015 expedido por dicho ministerio. Sobresalen las siguientes:

- > Establecimiento de un precio techo a la Bolsa de Energía.
- > Incentivos para incrementar la producción de energía de plantas menores, autogeneradores y cogeneradores.
- > Definición de una opción para aliviar el estrés financiero de las plantas que operan con combustible líquido, entre otras.
- > Modificaciones a la reglamentación sobre la liquidación de las Reconciliaciones Negativas del Sistema.
- > Mecanismos de financiación para el monto de restricciones a pagar por la demanda.
- > Revisión del cálculo del Precio de Escasez que asume la demanda como precio máximo en sus transacciones en la Bolsa de Energía.

Gestión regulatoria en materia de gas natural

En cuanto a los asuntos relacionados con el marco regulatorio de gas natural, las gestiones se orientaron a: **i)** La implementación y posicionamiento del gestor del mercado de gas natural y de sus transacciones; **ii)** La evaluación por parte de los agentes de los procesos de comercialización de los años 2013 y 2014, permitiéndole a la CREG decidir e implementar ajustes a los procesos de comercialización y de negociación de capacidades de transporte; **iii)** Enviar señales asociadas con la confiabilidad y abastecimiento de gas natural; **iv)** La declaración de la producción y formación del balance de gas natural del año 2015; **v)** La definición de las negociaciones directas como mecanismo de comercialización de gas; **vi)** La implementación de un esquema definitivo para la indexación de los precios de los contratos de suministro de gas natural, opciones para contratos existentes y para nuevos contratos.

Gestión regulatoria en materia ambiental

En materia de regulación ambiental, se destaca la gestión gremial de la Compañía en el marco de los siguientes procesos normativos:

i) Expedición del Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible, que compila todos los decretos en materia ambiental vigentes en el país; **ii)** Reglamentación del artículo 51 de la Ley 1753/2015 en lo relacionado con las licencias y permisos ambientales para Proyectos de Interés Nacional y Estratégico (PINE); **iii)** Actualización de los parámetros y los valores límite máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de agua superficiales y a los sistemas de alcantarillado público; **iv)** Modificación de la Resolución 909/2008, para permitir el aprovechamiento energético de residuos y/o desechos no peligrosos en centrales de generación térmica; Definición de las metas de reducción de emisiones para la cumbre de cambio climático.

Así mismo, durante 2015 se continuó con el seguimiento a la implementación de la Política Integral para la Gestión del Recurso Hídrico, normativa relacionada con vertimientos y caudal ambiental. En temas de licenciamiento, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) otorgó licencias al Proyecto Hidroeléctrico Porvenir 2 y Planta de Licuefacción El Cayao.



Embalse del Guavio

Relacionamiento institucional

Se destaca la creación de la División de Relaciones Institucionales en Emgesa y su aporte en la gestión de temas normativos (regulatorios y legislativos) y corporativos (necesidades de las áreas del negocio) a partir de la concreción de los siguientes objetivos:

- > Acompañar, asesorar y definir los lineamientos para la gestión institucional del Grupo Enel y sus empresas en Colombia, conforme a la Constitución y la ley colombiana, y a las directrices del Grupo Enel en materia de asuntos institucionales, transparencia y lucha contra la corrupción.
- > Asesorar y gestionar estratégicamente la agenda de la Compañía en materia de asuntos públicos e institucionales y coadyuvar a su sostenibilidad y al logro de los objetivos corporativos.
- > Lograr el posicionamiento estratégico del Grupo Enel y sus compañías en Colombia, entre las audiencias institucionales de interés y aportar a la construcción de valor reputacional.
- > Analizar, identificar y gestionar los riesgos del entorno político, económico y social de la Compañía.

En ese contexto se destaca la identificación de grupos de interés, así como la construcción y definición del discurso corporativo y la elaboración del plan de relacionamiento para la gestión de los siguientes temas:

- > Fenómeno El Niño y la coyuntura del sector eléctrico.
- > Operación de El Quimbo.
- > Seguimiento y gestión legislativa.

■ Gestión de personal



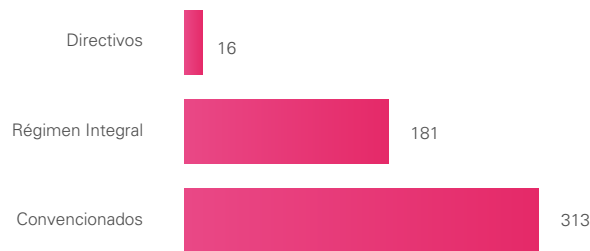


La Gestión del Talento humano en Emgesa se realiza en la ejecución de varios procesos que detallamos a continuación:

Gestión de personal

El total de trabajadores directos de Emgesa al cierre de 2015 fue de 510, inferior en un 13,4% al cierre del año inmediatamente anterior. El 93,1% de los trabajadores tenían contrato a término indefinido y su clasificación se especificaba así:

Clasificación de trabajadores



Adicionalmente, Emgesa contaba con un total de 22 aprendices SENA y 12 practicantes universitarios al cierre de 2015.

Compensación

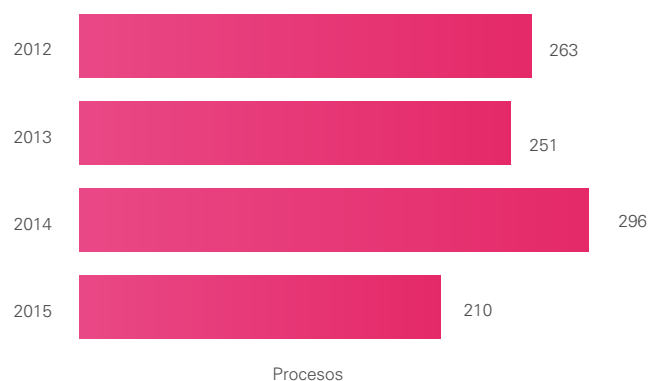
De acuerdo con la política de compensación de la Compañía y buscando mejorar la competitividad salarial, la equidad interna y la retención del personal, se realizaron 269 nivelaciones salariales al personal, 223 para el personal convencionado y 46 para el personal del régimen integral.

Proceso de selección

Se logró un promedio de efectividad en los procesos de selección a agosto de 2015 de un 98%, lo que significa que se mantiene el indicador del 2014.

En el siguiente gráfico se muestra el número de procesos de selección realizados en 2015, comparado con años anteriores:

Proceso de Selección Emgesa





E-bike to work



Central Hidroeléctrica La Guaca

Número de Procesos de Selección

Emgesa	Clases de contrato		
	Directos	Estudiantes / aprendices	Temporales
2012	151	211	218
2013	150	148	267
2014	173	225	355
2015	34	73	103

Concursos internos

Se brindó la oportunidad de crecimiento a los empleados del Grupo, al cubrir un 41% de las vacantes de manera interna.

Emgesa	Vacantes cubiertas	
	Nivel interno	Nivel externo
2012	4	51
2013	26	78
2014	21	50
2015	14	20

Para promocionar el personal vinculado en la Empresa fueron promovidas de manera directa 15 personas a cargos de mayor responsabilidad y de igual forma se realizaron 14 promociones de personal a través de concursos internos. Se continuó con el proceso de retroalimentación personalizada al 100% de los aspirantes internos con el fin de dar a conocer las fortalezas y aspectos por mejorar de cada uno de los candidatos, lo que fortalece la transparencia de los concursos.

Marca empleadora

Se inició la construcción del concepto de marca empleadora para la Empresa, para buscar la retención y atracción del talento. Se desarrollaron iniciativas de formación, desarrollo, selección, compensación y calidad de vida.

La Compañía ocupó el lugar 55 en el ranking Merco Talento que mide el valor de las empresas para atraer y retener el talento humano. Este estudio fue desarrollado por el Centro Nacional de Consultoría, y se aplicó a cerca de 16.000 empleados de las empresas más importantes del país.

Desarrollo y formación de personal

El plan de formación y desarrollo, incluyó actividades orientadas al fortalecimiento de: competencias técnicas, prevención en salud ocupacional y seguridad industrial, idiomas, proyectos especiales, sistemas de gestión, cultura organizacional, innovación como factor de competitividad, conocimiento del negocio, entre otros.

La inversión en capacitación fue de \$534 millones, un 0.3% inferior al 2014. En total fueron 22.308 horas de capacitación, un 29% inferior al año anterior. En el año se contó con 1.555 participantes.

Así mismo, el promedio de horas de capacitación por persona fue de 45, lo que representa una disminución del 21% y el costo promedio por persona fue de \$1.083.367, un 12% más que el año pasado.

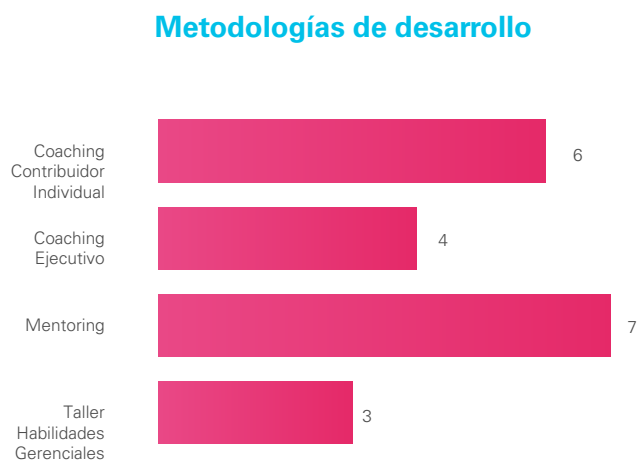
De acuerdo a los resultados obtenidos en las evaluaciones de percepción realizadas por los participantes, la capacitación fue calificada en 4.4 sobre 5.0, lo que indica un aumento de calidad de un 2% en cuanto a facilitadores, contenidos y logística.

Durante el 2015, ocho trabajadores se beneficiaron del programa de profesionalización, que permite obtener un título profesional en Ingeniería Industrial. Adicionalmente, en el aspecto de educación formal se continuó realizando el programa de Tecnología en supervisión de redes, en el que participaron nueve trabajadores.

En general, el foco de las acciones en 2015 fue el desarrollo de talleres para la realización profesional y personal de los trabajadores, el fortalecimiento de la cultura y el ambiente laboral, así como la evaluación y el reconocimiento del desempeño mediante un programa para estancias internacionales cortas.

Metodologías de desarrollo

En 2015 se continuó el trabajo con metodologías de desarrollo como *coaching* y *mentoring*. Adicionalmente, se realizaron talleres para fortalecer las habilidades de gestión de los trabajadores. En la siguiente gráfica se muestra el número de trabajadores que participaron en dichas actividades:



Se dio continuidad al programa de Tutores Internos, en el que se trabajaron principalmente los comportamientos de impacto e influencia, asumir riesgos y responsabilidades y comunicación. El programa continuará desarrollándose en el 2016 y cuenta con la participación de 5 tutores y pupilos.

Gestión del clima organizacional

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en la encuesta de *Great Place To Work* en 2014, en el año 2015 se realizaron diferentes acciones para fortalecer el clima organizacional en la Compañía.

Outdoors

Con el fin de fomentar una mayor sinergia en los equipos y promover el trabajo en equipo y la integración, se realizaron tres *outdoors* en los cuales participaron 37 trabajadores.

Conversatorios de buenas prácticas

Se realizaron tres conversatorios con diferentes líderes de la Compañía, para compartir buenas prácticas que fortalecen el clima organizacional. Se contó con la participación de 26 líderes.



Mantenimiento Estación de Bombeo Muña

Benchmarking

Teniendo en cuenta el ranking de la encuesta de *Great Place To Work* 2014, se realizaron visitas a tres de las mejores empresas para trabajar Colombia. Se visitaron Movistar, DHL y Aseguradora Solidaria de Colombia, esto con el fin de conocer las buenas prácticas.

13 principios de liderazgo

Se inició la divulgación de los principios básicos que cualquier líder en la Organización debe implementar en sus acciones diarias. Se realizaron campañas de divulgación y se entregó a 92 líderes la "guía básica" que explica a cada líder como implementar estos principios en su trabajo.

Gestión del talento

En el 2015 se dio continuidad al modelo de evaluación del desempeño, con el cual se evaluó por objetivos a 564 trabajadores. Este modelo tiene como fin identificar fortalezas y aspectos a mejorar que permitan construir un plan de desarrollo individual efectivo y más acorde a las necesidades de desarrollo de cada trabajador.

Para esta actividad se diseñó una nueva herramienta local que favoreció la practicidad en la operación y permitió que el empleado se involucrara con el cumplimiento de sus objetivos. En este sistema se consolidaron los objetivos y se construyeron los planes de desarrollo individual.

Por otra parte, para actualizar la evaluación de potencial, se diseñó una metodología local que busca de manera integral evaluar a los trabajadores teniendo en cuenta dos ejes: 1) el eje potencial, que contempla evaluar la personalidad, motivación y recursos cognitivos y 2) el eje de rendimiento, que abarca la evaluación de competencias y experiencia-rendimiento. Para el año 2016 se realizará un piloto de esta metodología de evaluación.



Reconocimiento

Durante 2015 se diseñó el procedimiento para acceder al programa de estancias cortas internacionales, programa que busca reconocer a aquellos trabajadores que se destacan en su trabajo y mantienen un buen desempeño para que puedan realizar intercambios de conocimiento técnico y cultural en las diferentes empresas del Grupo Enel. En 2016 se busca poder implementar el programa en un grupo piloto.

Calidad de vida

Durante el año 2015, Emgesa como Empresa Familiarmente Responsable (EFR), bajo el modelo de gestión orientado a impactar de manera positiva la calidad de vida de sus trabajadores, promoviendo el balance entre la vida personal, familiar y laboral, desarrolló programas e iniciativas orientadas al fortalecimiento de la equidad laboral, medidas de flexibilidad para los trabajadores, espacios de recreación para el trabajador y su familias, entre otras, contribuyendo al fomento de la igualdad y la equidad.

Medidas de flexibilidad

De acuerdo a los programas realizados en el 2015, la utilización de las medidas de flexibilidad en Emgesa fue de 594, lo que representó un incremento del 9.8%, en comparación con los 541 casos de 2014. La medida de flexibilidad más utilizada es día de balance.

Medida de flexibilidad	Emgesa
Asistencia familiar enfermo	21
Cumpleaños	73
Día de balance	375
Día de voluntariado y balance	4
Horario flexible	64
Jornada comprimida en Navidad	7
Postnatal padres	
Primer día de cole	11
Regreso postnatal gradual madres	2
Teletrabajo	37
Total general	594

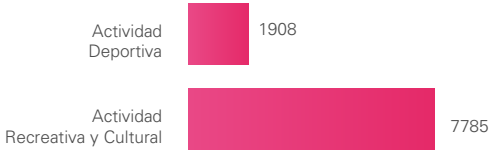


Inauguración Olimpiadas

Participación en actividades deportivas, recreativas y culturales

Se alcanzó una participación total de 9.693, entre trabajadores y familiares, en las diferentes modalidades de actividades deportivas (karts, bolos, fútbol, voleibol, maratón, tenis, entre otros), actividades recreativas y culturales (desayunos culturales, cata de vino, caminatas ecológicas, fiesta de niños, novena corporativa, entre otras).

Participación trabajadores y familiares



Actividad	Participación trabajadores y familiares
Actividad deportiva	1908
Actividad recreativa y cultural	7785

Valoración de las actividades de calidad de vida y programa de flexibilización

Anualmente, la Compañía realiza una encuesta de percepción con el fin de verificar la acogida de los programas ofrecidos desde calidad de vida como herramienta para nuevos proyectos, invenciones y demás acciones que contribuyan al balance entre la vida laboral, personal y familiar de los trabajadores y sus familias. Para el año 2015, cerca del 53% de los trabajadores participó en la encuesta EFR evidenciando los siguientes resultados frente a las iniciativas mejor calificadas.

Así mismo, el 96% de los trabajadores consideran que el portafolio de calidad de vida contribuye al fortalecimiento del balance entre la vida laboral y familiar.

Día de Balance	98%	Fiesta de los niños	95.3%
Asistencia a familiar enfermo	97.9%	Caminata	93.2%
Día de cumpleaños	95%	Fiesta de los niños / Bolos	92.4%
Regreso postnatal madres	94.7%	Actividades deportivas	92.3%
Primer día de cole / Regreso postnatal padres	92%	Desayunos culturales / Celebraciones especiales (día del padre, madre y mujer)	89.2%
Horario flexible	90.7%		

Beneficios económicos

Durante el año 2015, la Compañía, aportó recursos económicos para préstamos por un monto total de \$6.045 millones, los cuales fueron otorgados a 439 trabajadores de Emgesa en las siguientes líneas crediticias.

Tipo de préstamo	No. préstamos	Valor
Vivienda convencionados	28	2.122.151.994
Vivienda integral	12	1.579.150.805
Préstamo capacitación	5	32.747.412
Préstamo de vehículo	19	603.758.443
Préstamo estudio superior	93	488.016.042
Préstamo por calamidad		
Préstamo electrodomésticos	166	626.289.236
Préstamo odontológico		
Préstamo universidad garantizada		
Préstamo vacaciones		
Préstamo libre inversión	115	562.700.000
Libre inversión con garantía hipotecaria	1	30.000.000
TOTAL	439	6.044.813.932



Certificaciones

Emgesa alcanzó un puntaje de 99 sobre 100 y consiguió el Sello de Equidad Laboral - Equipares. Este reconocimiento se debió al compromiso de la alta gerencia en fomentar la cultura de equidad en la Compañía y al cumplimiento con las etapas establecidas por el programa Pilo del Ministerio de Trabajo, la Alta Consejería Presidencial para la Equidad de la Mujer y el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). El programa abarca ocho dimensiones (reclutamiento y selección de personal, promoción y desarrollo profesional, capacitación – desempeño, remuneración y salario, conciliación vida familiar y vida laboral, acoso sexual y laboral, ambiente laboral y salud y comunicación no sexista).

Dentro de la dimensión acoso laboral y sexual, es importante resaltar el trabajo que realizaron las Divisiones de Relaciones Laborales y Formación, en el diseño de una estrategia innovadora de sensibilización y divulgación respecto a la posición de la Compañía en cuanto a no tolerar ningún tipo de acoso en su interior, que incluyó las pautas a seguir ante el conocimiento de dichas situaciones.

Dentro del desarrollo de estas estrategias se realizaron las siguientes actividades:

- > Diseño de un protocolo de acoso laboral y sexual.
- > Se lanzó la campaña “Ponte en contacto con tacto”.
- > Se realizaron dos stand up comedy dirigidos exclusivamente a jefes.
- > Se diseñó y puso en marcha un curso virtual animado sobre estos temas.
- > Se diseñó un formato de formalización de denuncias de acoso laboral y presentación de sugerencias, ante el comité de convivencia laboral.
- > Se realizaron varias capacitaciones de sensibilización en acoso laboral y equidad de género, con el acompañamiento del Ministerio del Trabajo y de las Naciones Unidas (PNUD).
- > Se realizaron charlas a los jefes y líderes de las áreas de la Compañía, en los espacios que fueron denominados “Procesos críticos RHO”.
- > Se hizo entrega de un plegable con información relevante sobre el tema.

Empresa Familiarmente Responsable (EFR)

Se obtuvo la recomendación satisfactoria por parte de la auditoría realizada por el ente auditor Colombia para obtener por tres años más la recertificación de Emgesa como Empresa Familiarmente Responsable que otorga la Fundación + Familia. Esta auditoría tuvo como objetivo verificar las acciones para implementar una cultura de equilibrio entre la vida personal, laboral y familiar a través del diseño e implementación de prácticas familiarmente responsables para el personal; objetivo que se logró de manera satisfactoria.

Nuevas iniciativas de calidad de vida

Se definieron nuevos beneficios con el fin de promover un entorno laboral positivo que impacte la calidad de vida de los empleados. Los nuevos beneficios incluyen flexibilidad en tiempos para compartir con sus hijos, así como el acceso a acompañamientos psicológicos, posibilidad de extender la licencia de maternidad con tres meses adicionales no remunerados, entre otras.

Relaciones laborales

Negociación colectiva 2015 – 2018

Emgesa y el Sindicato de Trabajadores de la Energía de Colombia (SINTRAELECOL) llevaron a cabo la negociación colectiva de la nueva Convención Colectiva de Trabajo para la vigencia 2015 – 2018, que regirá las relaciones con los trabajadores convencionados, lo anterior en cumplimiento de las normas internacionales e internas y el respeto por los derechos colectivos.

Los principales puntos de acuerdo fueron los siguientes:

Incrementos salariales:

- > 2015: incremento salarial del IPC más 3%.
- > 2016: incremento salarial del IPC más 2%.
- > 2017: incremento salarial del IPC más 1.5%.
- > 2018: incremento salarial del IPC más 1%.
- > Bono de firma por valor de \$1.800.000.

Incrementos en auxilios, beneficios y préstamos:

- > Auxilio de transporte
- > Guarderías, preescolar, primaria, secundaria y educación especial
- > Auxilio educativo para estudios universitarios y de carreras técnicas e intermedias
- > Comisión estructura de cargos

Nuevos beneficios:

- > Reconocimiento de un bono de energía
- > Préstamo de libre inversión
- > Incentivo al ahorro
- > Unificación prima de localización Guavio

Reportes conflicto de interés

Se elaboró la norma contentiva de las definiciones de conflicto de interés, con la finalidad de dar claridad a las políticas establecidas en el Código Ético. Se reglamentaron los reportes, análisis y definición de situaciones susceptibles de generar conflictos de interés, y se estableció la obligación de los trabajadores de reportar dichas situaciones.

Se busca con esta implementación que en el trámite de los conflictos de interés, se evidencien los principios de transparencia, veracidad, oportunidad y se mantengan actualizados los reportes.

Esta norma será divulgada en el primer trimestre del año 2016.

HACER es una iniciativa que busca consolidar una cultura ética de prevención de faltas en los trabajadores, mediante el desarrollo de talleres presenciales en cada una de las sedes y centrales de la Compañía. Los talleres se enfocan a incentivar el cumplimiento de sus funciones (Hacer), dentro de un comportamiento ético (Actuar), aunado al conocimiento de las normas que les aplican (Conocer), el análisis de los casos puntuales (Examinar) y la consulta efectiva a superiores (Reportar).

Durante el año 2015 se dictaron 17 talleres, en los cuales participaron 303 asistentes, quienes resaltaron la forma dinámica en la que se dictaron los mismos y el beneficio no sólo en su campo laboral sino personal. Para el año 2016 se seguirán realizando de manera virtual y presencial.

Administración de recursos humanos

Atención en línea a trabajadores.

A partir de octubre se pusieron a disposición de los trabajadores nuevos productos a través del Portal Nostrum - Autoservicio del Empleado. Esta herramienta tiene como objetivo atender las solicitudes en línea más frecuentes de los trabajadores y la optimización de las herramientas informáticas que apoyan los procesos.

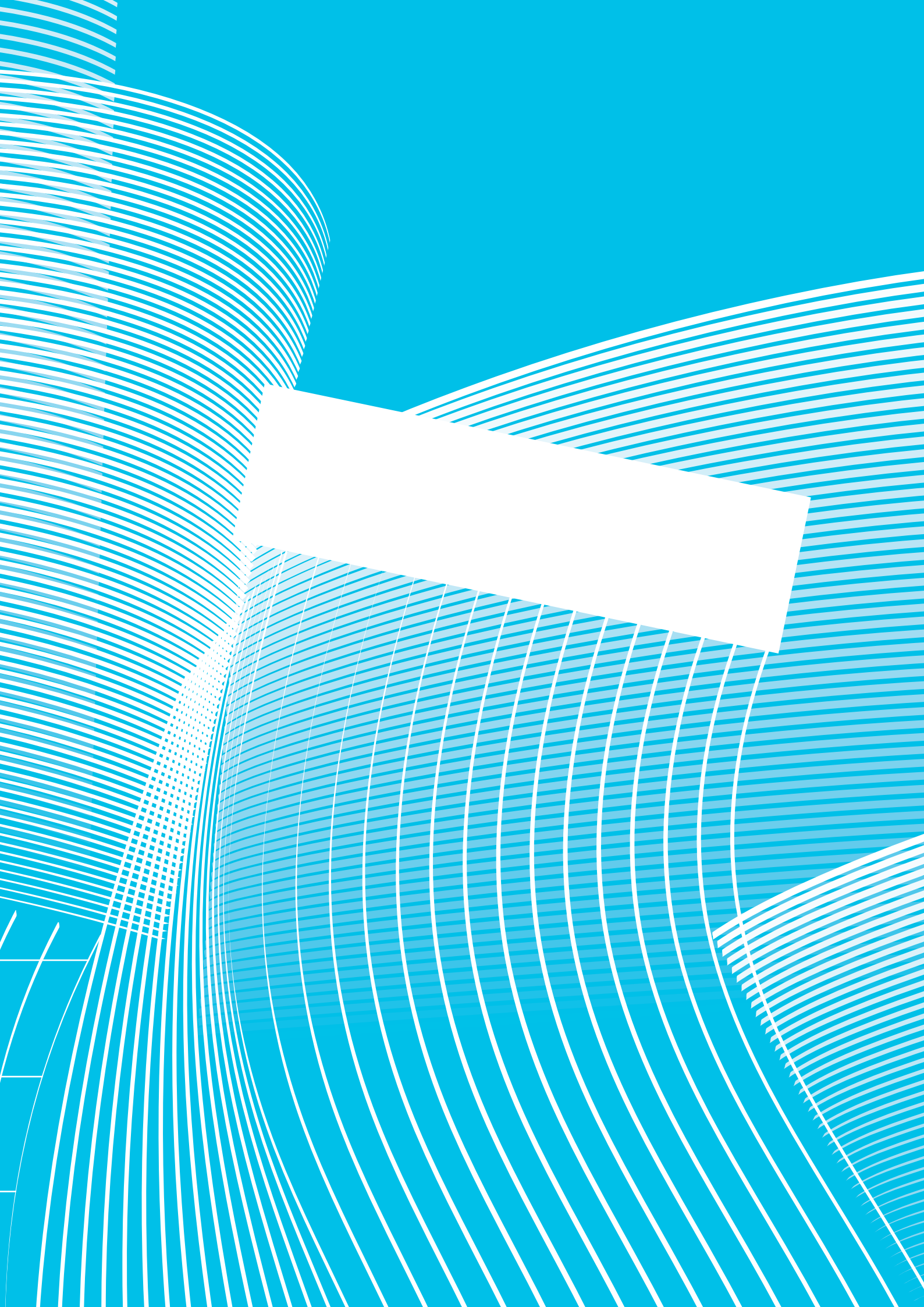
Proceso de nómina

En el periodo enero a diciembre de 2015, el indicador de calidad y oportunidad del proceso de nómina cerró en 115%, lo que significa que garantizó la eficiencia y eficacia en los procesos de liquidación de la nómina y el cumplimiento de las obligaciones labores legales y convencionales, tributarias y de seguridad social para 1.033 personas, entre trabajadores activos y pensionados, con un monto total de \$70.923 millones.

Gestión de cartera empleados

La cartera por concepto de préstamos del personal activo y retirado de la Compañía a 31 de diciembre de 2015 fue de \$18.635 millones. Durante 2015 se hicieron 439 préstamos, para un desembolso total de \$6.045 millones de pesos.





The background is a solid bright blue. In the lower half, there are two large, overlapping, curved shapes made of many thin, parallel white lines. These lines are curved to follow the shape of the underlying forms, creating a sense of depth and movement. The top shape is on the left, and the bottom shape is on the right, overlapping the first one.

■ Gestión de
comunicación

Emgesa desarrolla estrategias integradas de comunicación para dar a conocer su gestión y visión entre sus diferentes grupos de interés, y contribuir a fortalecer su buena reputación y relacionamiento con quienes impactan o son impactados por las labores de la Compañía.

En términos generales, las estrategias de comunicación durante el 2015 estuvieron enfocadas en dar a conocer su gestión sostenible, así como las acciones e iniciativas que evidencian su solidez y desarrollo en innovación.

Gestión con medios de comunicación

En tal sentido, se destacó en medios de comunicación el compromiso social y ambiental, la gestión responsable y cuidadosa al momento de hacer la apertura de compuertas en el embalse de Betania y los resultados financieros más relevantes.



Central Hidroeléctrica Betania

Cabe destacar que como parte de la estrategia de afianzar el relacionamiento con periodistas y lograr un mayor conocimiento del Grupo Enel, se invitó a los principales medios de comunicación a los lanzamientos de los Planes de Negocio para 2015 y 2016, que se llevaron a cabo en Londres y Milán, respectivamente, así como a Expo Milán 2015, donde vieron de cerca los componentes de una ciudad inteligente.



Reunión anual 2015 con trabajadores

Gestión de patrocinios y participación en actos públicos

La Compañía tuvo presencia en más de cuarenta escenarios de visibilidad e impacto público, en los que compartió experiencias, buenas prácticas y logros de proyectos que la hacen líder o referente en temas como innovación, movilidad eléctrica, sostenibilidad e igualdad de género. Entre ellos se destacan:

- > *Colombian Investor Forum 2015*: operaciones, riesgos y mejores alternativas de colocación de recursos en proyectos de inversión en Colombia
- > *Colombia Inside Out*: presentación de proyectos de inversión en Colombia
- > Primer foro Comunidad Colombia de empresas por la igualdad de género
- > Propuestas para viabilizar el desarrollo integral de proyectos del sector eléctrico
- > Seminario ambiental Andesco
- > *Solar Decathlon Latin América & Caribbean 2015*
- > *Innovation Summit*

Comunicación digital

Las redes sociales fueron un vehículo para dar a conocer temas relevantes y así aumentar el conocimiento de la Compañía y generar mayor interacción con la comunidad. Así mismo, se desarrollaron acciones para posicionar el sitio web, por lo que se logró incrementar el número de visitas por mes en un 28%, el número de usuarios en 12,6% y el tiempo de permanencia en el portal un 273% frente al año anterior.

Se actualizaron algunas secciones a partir de la relevancia para los clientes, tal como la sección de “informes de ener-

gía y negocios”, donde se puede conocer la evolución del precio de bolsa, aportes y reservas de los embalses, entre otras cifras.

Comunicación interna

Desde la gestión de comunicación interna se trabajó principalmente en promover una cultura en torno a la seguridad, la innovación, el buen servicio al cliente interno y la calidad a través de campañas. También se destacaron temas como los beneficios de calidad de vida y se tuvo especial foco en posicionar el interés de la Compañía por ser una empresa que promueve la equidad laboral a través de la campaña “IgualES”. Esta iniciativa fue destacada por la auditoría externa para la obtención del sello de equidad - Equipares, por la asertividad de los mensajes y la diversidad de los canales de comunicación.

En medios de comunicación interna se destaca “En Directo”, una reunión virtual del director general del país con todo el personal que tiene por objetivo brindar información actual y de primera mano, además de responder inquietudes de los trabajadores en distintos temas. Durante el 2015 se realizaron nueve encuentros, se recibieron y resolvieron más de 100 preguntas y el medio tuvo una aceptación del 91% por parte de los trabajadores.

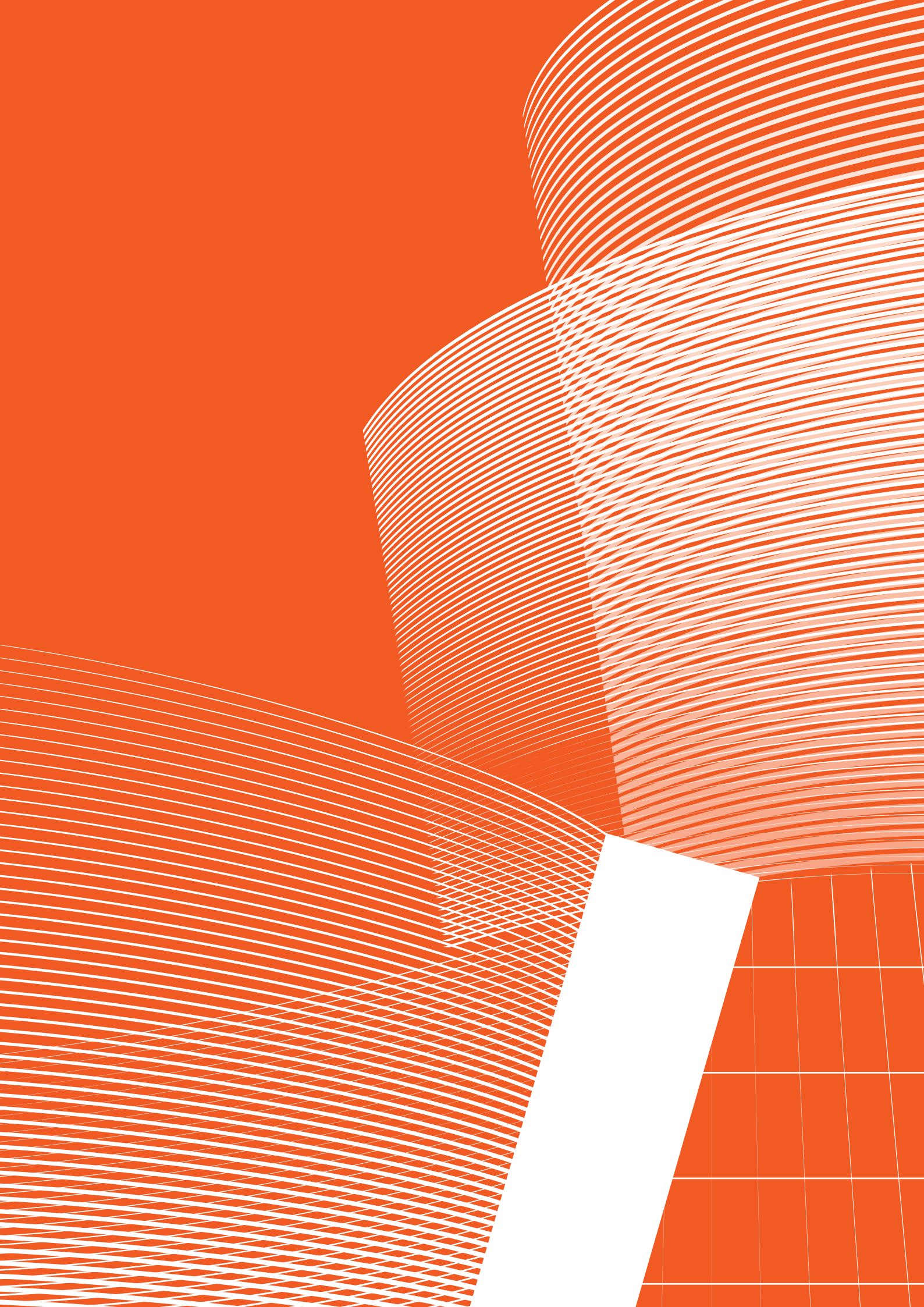
Retos para el 2016

Para el 2016, las estrategias de comunicación serán estructuradas según el principio de ser una empresa creadora de soluciones de energía del mañana que ayudará a las personas, las comunidades, las empresas, las ciudades y los países a hacer frente a los retos más importantes.

En este sentido, las acciones de comunicación estarán orientadas a reflejar una Compañía más humana, abierta a las personas y a la tecnología.

■ Gestión de sistemas
y telecomunicaciones





Durante el año 2015, las principales actividades en ICT se focalizaron en el desarrollo de proyectos TI para apoyar las estrategias e iniciativas en las líneas de Generación, Gestión de la energía y Gestión de las áreas de apoyo. Presentamos un resumen de los principales proyectos desarrollados.

Proyectos gestión de la energía

- > **Evolución de los sistemas de gestión de energía:** este proyecto se desarrolló para mejorar el desempeño y la confiabilidad de los sistemas de gestión de la energía y *trading*, así como para incorporar los cambios estratégicos del negocio y la regulación colombiana vigente. Los beneficios aportados al negocio están relacionados con la optimización de la estrategia comercial, el mejoramiento de la calidad de la información de los clientes y en generar proyecciones de largo plazo de contratación de energía.
- > **Icoms Upgrade 2015:** se actualizó el sistema de información comercial ICOMS, con el fin de incorporar y unificar las prácticas del Grupo Enel para optimizar los procesos.
- > **Licenciamiento energético - Gestión de la energía:** tuvo como objetivo adquirir, actualizar, controlar, centralizar y explotar de forma eficiente las licencias de software necesarias para el apoyo de los procesos de gestión de la energía y *trading*. En 2015 se avanzó en la adquisición de equipos de alta capacidad y la adecuación de todos los paquetes de software especializado.
- > **Proyecto Assessment Trading:** busca identificar las necesidades en tecnologías de la información para las líneas de negocio de *trading* y gestión de la energía y crear el plan de sistemas de largo plazo 2016 al 2022. Para Colombia, se realizó el proceso de levantamiento de información y de recopilación de necesidades entre *trading global* y *trading* Colombia.
- > **Proyecto NEOL:** se puso en operación la plataforma del portal comercial, con el fin de proveer a los clientes un canal virtual que permitiera agilizar los trámites con la empresa, este medio evita el desplazamiento de los ejecutivos de cuenta y reduce el volumen de llamadas a los call center, generando ahorros y productividad en los procesos de atención de clientes.

Proyectos negocio de generación

- > **Optimización SCADA:** se incluyeron y actualizaron una serie de diagramas e integración de señales de campo en el sistema SCADA Spectrum 3.10, y se dio inicio al monitoreo de las plantas de generación en Colombia a través de la operación de este sistema.
- > **Portal web para generación de reportes de optimización del desempeño organizacional:** el objetivo del proyecto es contar con una herramienta dinámica y amigable que permita explotar de forma eficiente y efectiva los reportes de gestión del centro de control en una plataforma web, multiusuario, actual y habilitada en la nube, reemplazando los archivos y procesos manuales actuales que se realizan a diario en la línea de negocio de generación.





Proyectos para la Gestión de áreas de apoyo

- > Proyecto Archibus real state y assets management: para la gestión de los activos inmobiliarios y mobiliarios de Emgesa, se implementó un sistema de información especializado que permite almacenar toda la información detallada de los activos, con sus respectivas características e imágenes, para generar informes completos de forma desagregada y eficiente.
- > Digitalización informes juntas directivas: para apoyar la política del medio ambiente, se desarrolló una herramienta para acceder a toda la documentación de las juntas directivas vía medios digitales.
- >
- > Proyecto GP 2ONE: consistió en estandarizar todos los procesos de compras, definir procedimientos y formas de trabajar soportados por aplicaciones comunes.
- > Modernización sistema Invoice: permitió mejoras al proceso de recepción y cargue de información de las facturas radicadas por los proveedores, para optimizar los tiempos en el proceso operativo de recepción y contabilización de facturas.
- > Proyecto NIIF Colombia etapa II: se continuó el proceso de adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), para dar cumplimiento a las reglamentaciones y regulaciones definidas por las entidades de gobierno en materia contable y fiscal.
- > Proyecto planificación de costos de personal: se realizó la configuración e implantación del módulo SAP PCP (Planificación de Costos de Personal). Esta implementación apoyó a Recursos Humanos con la automatización de los procesos de almacenamiento, cálculo, simulación y análisis de la planificación relacionada con los costos de personal, por lo que se logró optimizar la gestión de sus funciones.
- > Proyecto de seguridad tecnológica: este proyecto se desarrolló con el fin de mantener actualizada la plataforma de seguridad de la Compañía para soportar nuevas funcionalidades y mantener protegidas todas las zonas de servicios críticos ante intrusiones o posibles ataques cibernéticos. El proyecto de renovación fue implementado al 100%.
- > Plan director de telecomunicaciones (PDT): el objetivo del PDT es obtener un máximo rendimiento y aprovechamiento de las redes de telecomunicación de la Compañía, basándose en el análisis de las necesidades actuales y futuras de cada área de negocio, así como en la definición de un plan de inversión a cinco años. Como parte del desarrollo de este plan de telecomunicaciones se desarrollaron iniciativas de renovación tecnológica en el enlace Guaca-Paraíso, en las plantas del río Bogotá y en la Central Cartagena.



■ Gestión de servicios
administrativos y seguridad



Durante el 2015, la gestión de servicios y seguridad se enfocó en identificar soluciones más innovadoras y funcionales en la prestación de servicios administrativos, seguridad, gestión inmobiliaria y control de contratistas.

En junio se implementó el Centro de Atención de Servicios Administrativos (CASA). Allí, un grupo de asesores atiende las consultas, solicitudes, quejas y sugerencias por canales de atención como el teléfono, chat y portal web. Se atendieron en promedio 2.955 solicitudes mensuales de servicios generales y seguridad, y como reto para el 2016 se espera atender solicitudes de servicios de los procesos de gestión inmobiliaria y gestión de contratistas.

Entre los principales procesos y actividades que se implementaron en el periodo se destacan:

Servicios generales y mantenimiento

En el marco del plan estratégico de seguridad vial se desarrollaron actividades encaminadas a garantizar la seguridad de las personas que hacen uso de este servicio. Gracias a la implementación de estas medidas se disminuyeron en un 100% los accidentes viales graves.

Se integró en un único proceso la prestación de los servicios de aseo, cafetería y mantenimiento de edificios, equipos e infraestructura, lo que permitió lograr sinergias en los procesos de planeación, coordinación y control de la operación.

En las diferentes centrales de generación se sustituyeron los sistemas de aire acondicionado tradicionales a equipos amigables con el medio ambiente.

Se realizó la modernización de la infraestructura y equipos en cuatro casinos de las centrales para ofrecer un mayor bienestar a los empleados que laboran allí y se implementó una campaña de concientización del autocuidado en las empresas contratistas, lo que contribuyó a la obtención de un indicador de cero accidentes en 2015.

Se implementó la herramienta OBT (*Online Booking Travel*), que permite a los empleados realizar la solicitud de reserva y compra de tiquetes y alojamiento para viajes laborales vía internet, con lo que se optimizó el proceso de solicitud, aprobación y emisión de un tiquete con respecto al procedimiento anterior.

Servicios de seguridad

Investigaciones especiales

Fueron gestionadas ocho denuncias relacionadas con acciones constitutivas de delitos en contra de los intereses y bienes de la Empresa. De estas, en un caso se iniciaron acciones penales ante las instancias judiciales competentes.

Seguridad de la información

Durante el último año, la Compañía ha venido desarrollando acciones con el propósito de dar cumplimiento a la Ley 1581 de 2012 “Régimen general de protección de datos personales”, la cual entre otros temas exige lo siguiente:

- > La existencia de una estructura administrativa proporcional a la estructura y tamaño empresarial, que de soporte a la implementación de la ley.
- > La adopción de mecanismos internos para poner en práctica las políticas relacionadas, incluyendo herramientas de implementación, entrenamiento y programas de educación.
- > La adopción de procesos para la atención y respuesta a consultas, peticiones y reclamos de los titulares, con respecto a cualquier aspecto relacionado con el tratamiento de datos personales.
- > Registro de las bases de datos ante la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC).

En este sentido, de acuerdo con lo establecido en la Circular Externa No. 02 del 3 de noviembre de 2015 de la SIC, Emgesa hará la inscripción de sus bases de datos en el Registro Nacional de Bases de Datos – RNBD en mayo de 2016.

Gestión inmobiliaria

En la Central Guavio se realizó la depuración de las bases de datos de predial y se promovieron comodatos con las administraciones municipales para el uso de inmuebles improductivos de la Compañía en proyectos para el fomento del turismo en la región y la cesión de otros inmuebles para el desarrollo de proyectos de saneamiento básico.

Se realizó el ordenamiento del Embalse Betania con el propósito de formalizar las actividades de los pescadores artesanales y ocupantes en el embalse y se donaron aproximadamente 97 hectáreas de terreno a favor de la junta de acción comunal Vereda Lagos del Rosario en el municipio



de Palermo, departamento de Huila, para el desarrollo de proyectos para la comunidad con el apoyo de la alcaldía municipal.

En las centrales del río Bogotá se inició la revisión a fondo del ordenamiento de los predios que conforman las cadenas de generación del río Bogotá mediante la adquisición de información y estructuración de la misma.

Control de contratistas

El Sistema Colabora se consolidó como la herramienta de gestión de información de empresas contratistas y se formalizó también como instrumento de gestión documental en la ejecución de los contratos. Este sistema permite realizar un control detallado sobre el cumplimiento laboral de los contratistas, lo cual contribuyó a una gestión responsable de la cadena de suministro.

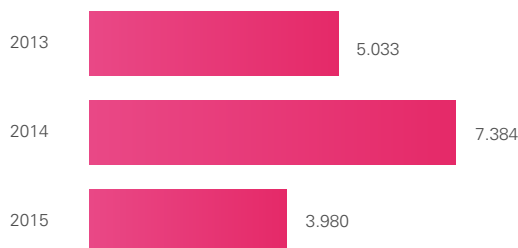
Se desarrolló la aplicación del Sistema de Seguimiento de Proveedores (BSC) para la gestión de contratos como resultado de la identificación de posibles riesgos en la ejecución de la contratación. El sistema permitió identificar de manera temprana los problemas financieros de las empresas contratistas, lo que permitió actuar de forma oportuna,

con la implementación de planes de acción para garantizar la continuidad de los procesos.

Se llevó a cabo el encuentro anual con empresas contratistas, con una asistencia aproximada de 300 personas, en el cual se realizó la premiación a los mejores proyectos e iniciativas de mejora continua e innovación presentados por ellos. Se recibieron en total 38 proyectos en temas de seguridad laboral, técnicos y ambientales. El encuentro fue un espacio donde se le contó a los contratistas la estrategia y los retos para el año 2015, seguridad y salud laboral, programas de formación y desarrollo y temas de servicio al cliente.

Con el fin de garantizar la gestión responsable de la cadena de suministro, se realizó la evaluación de desempeño (*Vendor Rating*), que busca una mejora continua de los procesos y de las empresas contratistas que prestan servicios a la Empresa. Se evaluaron durante cada trimestre en el módulo de cumplimiento de obligaciones jurídico laborales a más de 98 contratos.

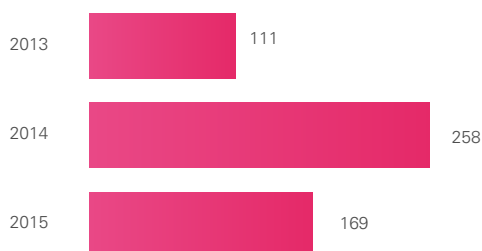
Evolución trabajadores



Trabajadores de empresas contratistas adscritos a los contratos

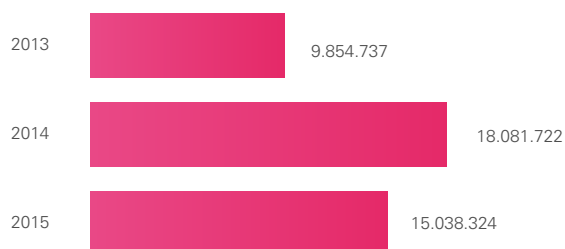
Mes	Gx - Año 2013	Gx - Año 2014	Gx - Año 2015
Enero	526.511	1.114.998	1.592.526
Febrero	520.029	1.271.417	1.546.979
Marzo	507.437	1.458.576	1.606.854
Abril	680.705	1.253.978	1.783.783
Mayo	812.552	1.617.280	1.500.473
Junio	744.596	1.466.594	1.236.623
Julio	935.255	1.530.653	1.211.426
Agosto	941.688	1.885.089	1.055.949
Septiembre	950.784	1.496.667	999.668
Octubre	1.003.121	1.618.639	1.019.281
Noviembre	1.091.016	1.923.375	796.252
Diciembre	1.141.043	1.444.455	688.510
TOTAL	9.854.737	18.081.722	15.038.324

Evolución de empresas colaboradoras

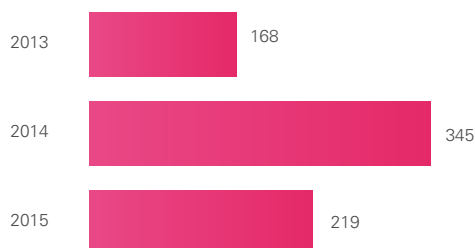


Número de Empresas Contratistas que prestan servicios

HHT's



Evolución contratos de servicio



Número de contratos en ejecución

Durante el año 2014 y 2015 se ve una curva importante de incremento en Horas Hombre Trabajadas (HHT), esto se da por el desarrollo del proyecto El Quimbo, el cual para 2015 ya se encuentra en descenso.

Actividades de control laboral para garantizar el cumplimiento

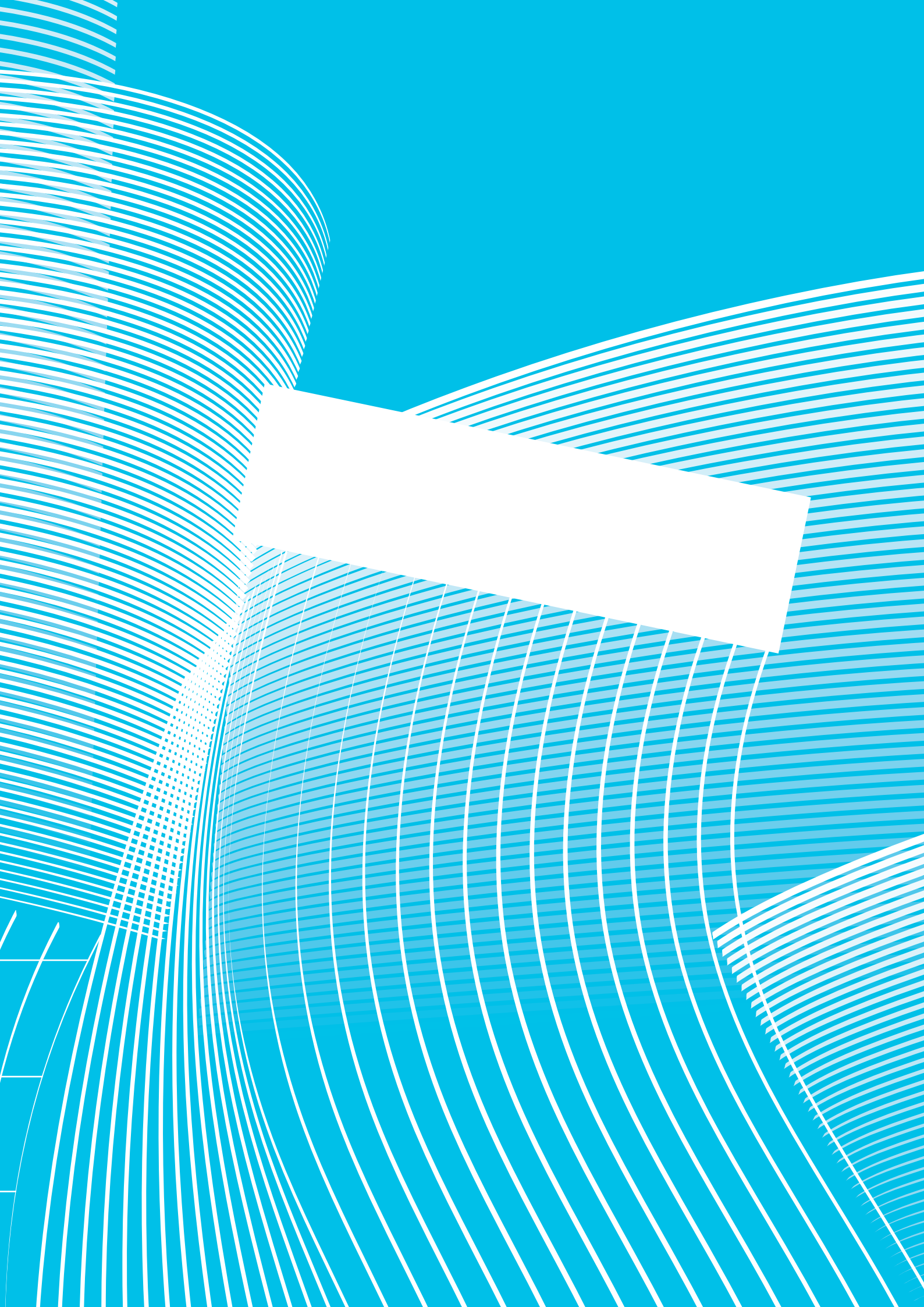
Auditorías integrales	11
Hallazgos de auditorías	16
Inspecciones laborales	40

El incremento en trabajadores, contratos y empresas se debe principalmente al desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, este culmina en el primer semestre de 2016.

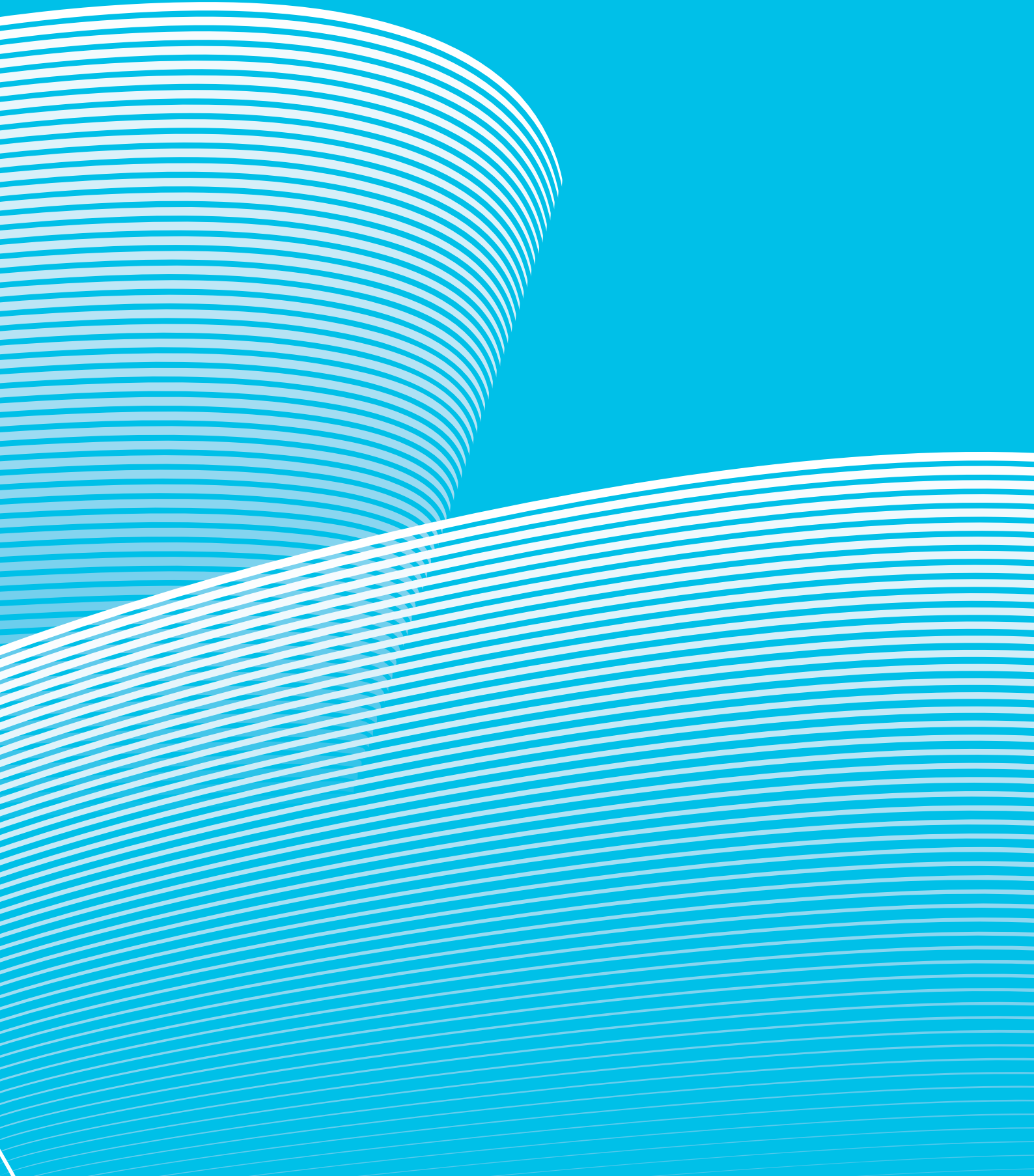


Retos para el 2016

- > *Consolidar la operación del modelo de atención de servicios, anticiparse a las necesidades de los clientes internos y mejorar el cumplimiento en tiempos de atención de solicitudes.*
- > *Realizar análisis de mejoramiento de servicios, para hacerlos más eficientes en costo y tiempo de entrega a los usuarios.*
- > *Implementar el plan de acción para dar cumplimiento a la Resolución 8934 de 2015 que estructura la gestión de archivo.*
- > *Dar continuidad al plan de modernización de las centrales de generación.*
- > *Garantizar la oportuna y correcta toma de control de los servicios prestados en la Central Quimbo, sin afectar su normal operación.*
- > *Implementación del modelo de operación predial del Embalse El Quimbo.*
- > *Ordenamiento de predios de las centrales del río Bogotá.*
- > *Implementación de sistemas de información: geográfica y de gestión predial.*
- > *Gestionar el proyecto CLM (Contract Lifecycle Management), el cual tiene como propósito guiar el proceso de contratación desde su etapa de planeación hasta su etapa de evaluación.*



Estados Financieros



Emgesa S.A. E.S.P.

A los accionistas de
Emgesa S.A. E.S.P.

He auditado los estados financieros separados adjuntos de Emgesa S.A. E.S.P. que comprenden el estado separado de situación financiera al 31 de diciembre de 2015 y los correspondientes estados separados de resultados, de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, y el resumen de las políticas contables significativas y otras notas explicativas.

La Administración es responsable por la preparación y correcta presentación de los estados financieros separados de acuerdo con las normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia; de diseñar, implementar y mantener el control interno relevante para la preparación y correcta presentación de los estados financieros libres de errores materiales, bien sea por fraude o error; de seleccionar y de aplicar las políticas contables apropiadas; y, de establecer estimaciones contables razonables en las circunstancias.

Mi responsabilidad es la de expresar una opinión sobre los mencionados estados financieros separados fundamentada en mi auditoría. Obtuve las informaciones necesarias para cumplir con mis funciones y efectué mi examen de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptas en Colombia. Las citadas normas requieren que cumpla con requisitos éticos, planifique y lleve a cabo mi auditoría para obtener seguridad razonable en cuanto a si los estados financieros separados están libres de errores materiales.

Una auditoría incluye desarrollar procedimientos para obtener la evidencia de auditoría que respalda las cifras y las revelaciones en los estados financieros separados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación del riesgo de errores materiales en los estados financieros separados. En el proceso de evaluar estos riesgos, el auditor considera los controles internos relevantes para la preparación y presentación de los estados financieros separados, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Así mismo, incluye una evaluación de las políticas contables adoptadas y de las estimaciones de importancia efectuadas por la Administración, así como de la presentación en su conjunto de los estados financieros. Considero que mi auditoría me proporciona una base razonable para emitir mi opinión.

En mi opinión, los estados financieros separados adjuntos fielmente tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos sus aspectos de importancia, la situación financiera de la Compañía al 31 de diciembre de 2015, los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de conformidad con las normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia.

Además, fundamentada en el alcance de mi auditoría, no estoy enterada de situaciones indicativas de inobservancia en el cumplimiento de las siguientes obligaciones de la Compañía: 1) Llevar los libros de actas, registro de accionistas y de contabilidad, según las normas legales y la técnica contable;

2) Desarrollar las operaciones conforme a los estatutos y decisiones de la Asamblea de Accionistas y de la Junta Directiva, y a las normas relativas a la seguridad social integral; 3) Conservar la correspondencia y los comprobantes de las cuentas; y, 4) Adoptar medidas de control interno y de conservación y custodia de los bienes de la Compañía o de terceros en su poder. Adicionalmente, existe concordancia entre los estados financieros que se acompañan y la información contable incluida en el informe de gestión preparado por la Administración de la Compañía, el cual incluye la constancia por parte de la Administración sobre la libre circulación de las facturas con endoso emitidas por los vendedores o proveedores.



Yuliana Vargas
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 163663-T
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530

Bogotá, Colombia
26 de febrero de 2016

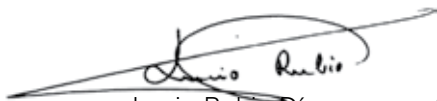
Nota	Al 31 de diciembre de 2015	Al 31 de diciembre de 2014	Al 1 de enero de 2014
(Cifras en miles de pesos)			
ACTIVO			
<i>Activo Corriente:</i>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4 \$ 299.178.512	\$ 880.729.362	\$ 837.263.866
Otros activos financieros corrientes	5 13.385.123	89.994.484	9.000.667
Otros activos no financieros corrientes	6 65.346.385	33.298.979	26.163.313
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	7 327.623.902	209.589.604	199.055.103
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	9 33.292.945	31.204.489	50.543.305
Inventarios	10 34.562.875	48.417.669	58.236.632
Total activo corriente	773.389.742	1.293.234.587	1.180.262.886
<i>Activo No Corriente:</i>			
Otros activos financieros no corrientes	5 2.740.235	4.593.316	4.632.678
Otros activos no financieros no corrientes	6 4.864.712	4.220.180	4.302.859
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	7 8.686.009	8.542.695	8.599.436
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	9 1.005.483	939.996	1.116.574
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	8 52.079	52.079	23.488
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11 89.619.113	89.384.257	90.262.476
Propiedades, planta y equipo	12 7.878.232.087	6.698.351.513	5.948.129.148
Activos por impuestos diferidos	13 81.286.227	185.959.545	164.168.857
Total activo no corriente	8.066.485.945	6.992.043.581	6.221.235.516
Total Activo	\$ 8.839.875.687	\$ 8.285.278.168	\$ 7.401.498.402
Pasivo y patrimonio			
<i>Pasivo corriente:</i>			
Otros pasivos financieros corrientes	14 \$ 606.511.273	\$ 356.559.115	\$ 241.758.027
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	15 283.625.592	216.696.027	211.154.575
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	9 200.534.242	1.055.175.463	205.613.813
Otras provisiones corrientes	16 323.186.623	94.427.899	18.079.493
Pasivos por impuestos corrientes	18 127.741.635	217.051.723	118.847.857
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	17 28.797.528	27.088.083	25.197.884
Otros pasivos no financieros corrientes	19 3.824.724	2.096.059	2.410.213
Total pasivo corriente	1.574.221.617	1.969.094.369	823.061.862
<i>Pasivo no corriente:</i>			
Otros pasivos financieros no corrientes	14 \$ 3.495.312.860	\$ 3.384.846.660	\$ 3.045.327.807
Otras provisiones no corrientes	16 146.118.742	2.125.192	29.561.595
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	17 66.110.357	67.550.495	69.239.834
Total pasivo no corriente	3.707.541.959	3.454.522.347	3.144.129.236
Total pasivo	\$ 5.281.763.576	\$ 5.423.616.716	\$ 3.967.191.098

Estados de Situación Financiera – Separados (Continuación)

Patrimonio					
Capital emitido	20	\$ 655.222.313	\$ 655.222.313	\$ 655.222.313	
Primas de emisión		113.255.816	113.255.816	113.255.816	
Otras reservas	20	426.091.925	327.789.284	327.789.284	
Otro resultado integral (ORI)		(5.001.313)	(3.916.250)	(4.779.979)	
<i>Utilidad del período</i>		885.455.396	1.015.944.575	-	
<i>Dividendos anticipados</i>		-	(719.310.264)	-	
<i>Utilidades retenidas</i>		10.409.214	(2.782)	870.141.110	
<i>Utilidad por efecto de conversión a NIIF</i>		1.472.678.760	1.472.678.760	1.472.678.760	
Ganancias acumuladas		2.368.543.370	1.769.310.289	2.342.819.870	
Total Patrimonio		3.558.112.111	2.861.661.452	3.434.307.304	
Total pasivo y patrimonio		\$ 8.839.875.687	\$ 8.285.278.168	\$ 7.401.498.402	

Véanse las notas adjuntas.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía. Los Estados Financieros de apertura al 1 de enero de 2014 y transición al 31 de diciembre de 2014, incluyen ajustes por conversión obtenidos siguiendo los lineamientos descritos en la nota 2.1 "Principios Contables" de adopción por primera vez de las normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia.



Lucio Rubio Díaz
Representante Legal



Alba Lucía Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T



Yuliana Carolina Vargas Santiago
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 163663-T
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 26 de febrero de 2016)

Estados de Resultados, por Naturaleza – Separados

	Nota	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014
(Cifras en miles de pesos, excepto por la ganancia por acción)			
Ingresos de actividades ordinarias	21	3.229.679.875	2.607.574.794
Otros ingresos de explotación	21	38.597.227	32.446.070
Total ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de explotación		3.268.277.102	2.640.020.864
Aprovisionamientos y servicios	22	(1.349.939.012)	(772.538.492)
Margen de contribución		1.918.338.090	1.867.482.372
Trabajos para el inmovilizado		22.430.427	20.195.741
Gastos de personal	23	(87.474.568)	(71.360.851)
Otros gastos fijos de explotación	24	(127.864.488)	(85.514.964)
Resultado bruto de explotación		1.725.429.461	1.730.802.298
Depreciaciones y amortizaciones	25	(164.128.497)	(152.669.338)
Pérdidas por deterioro (reversiones)	25	(457.493)	(2.760.070)
Resultado de explotación		1.560.843.471	1.575.372.890
Ingresos financieros	26	13.938.751	20.368.500
Gastos financieros	26	(353.990.870)	(297.450.436)
Gasto financiero capitalizado	26	168.974.389	159.720.402
Diferencias de cambio	26	3.745.330	(3.821.132)
Resultado financiero		(167.332.400)	(121.182.666)
Resultado de otras inversiones			
Resultados en ventas de activos		(463.031)	259.953
Resultados antes de impuestos		1.393.048.040	1.454.450.177
Gasto por impuestos a las ganancias	27	(507.592.644)	(438.505.602)
Utilidad del período		885.455.396	1.015.944.575

Estados de Resultados, por Naturaleza – Separados (Continuación)

Nota	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014
(Cifras en miles de pesos, excepto por la ganancia por acción)		
Ganancia por acción básica		
Ganancia por acción básica en operaciones continuadas (*)	5.897	6.785
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	148.914.162	148.914.162
Ganancia por acción diluidas		
Ganancia diluidas por acción básica en operaciones continuadas (*)	5.897	6.785
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	148.914.162	148.914.162

Véanse las notas adjuntas.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía. Los Estados Financieros de apertura al 1 de enero de 2014 y transición al 31 de diciembre de 2014, incluyen ajustes por conversión obtenidos siguiendo los lineamientos descritos en la nota 2.1 "Principios Contables" de adopción por primera vez de las normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia.



Lucio Rubio Díaz
Representante Legal



Alba Lucía Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T



Yuliana Carolina Vargas Santiago
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 163663-T
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 26 de febrero de 2016)

Estados de Resultados Integrales – Separados

(En miles de pesos)

Nota	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014
(Cifras en miles de pesos)		
Utilidad del Ejercicio	\$ 885.455.396	\$ 1.015.944.575
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos:		
(Pérdidas) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI	29 (1.853.059)	-
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	29 2.567.882	(2.437.843)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	29 (697.458)	3.704.305
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos	17.365	1.266.462
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(1.024.152)	819.688
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	29 (78.276)	(1.222.421)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período	(1.102.428)	(402.733)
Otro resultado integral	(1.085.063)	863.729
Resultado integral total	884.370.333	1.016.808.304

Véanse las notas adjuntas.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía. Los Estados Financieros de apertura al 1 de enero de 2014 y transición al 31 de diciembre de 2014, incluyen ajustes por conversión obtenidos siguiendo los lineamientos descritos en la nota 2.1 "Principios Contables" de adopción por primera vez de las normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia.



Lucio Rubio Díaz
Representante Legal



Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T



Yuliana Carolina Vargas Santiago
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 163663-T
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 26 de febrero de 2016)

Estados de Cambios en el Patrimonio – Separados

(En miles de pesos)

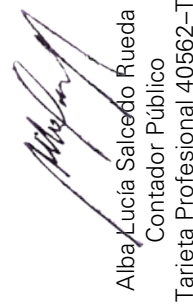
Nota	Capital emitido	Prima de emisión	Otras reservas			Otro resultado integral		Ganancias acumuladas	Total Patrimonio
			Reserva Legal	Reserva Estatutaria	Reserva Ocasional	Ganancias y pérdidas por nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable	Ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos		
Patrimonio inicial al 1 de enero de 2014	\$ 655.222.313	\$113.255.816	\$327.611.157	\$ 178.127	\$ -	\$ 3.646.659	\$ (8.426.638)	\$ 2.342.819.870	\$3.434.307.304
Cambios en el patrimonio									
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	2.481.885	(1.618.156)	1.015.944.575	1.015.944.575
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	2.481.885	(1.618.156)	1.015.944.575	1.016.808.304
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	(1.589.451.374)	(1.589.451.374)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	-	-	-	-	2.481.885	(1.618.156)	(573.509.581)	(572.645.852)
Patrimonio inicial al 31 de diciembre de 2014	\$ 655.222.313	\$113.255.816	\$327.611.157	\$ 178.127	\$ -	\$ 6.128.544	\$ (10.044.794)	\$ 1.769.310.289	\$ 2.861.661.452
Cambios en el patrimonio									
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	885.455.396	885.455.396
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	(2.628.792)	1.543.729	-	(1.085.063)
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	(2.628.792)	1.543.729	885.455.396	884.370.333
Dividendos reconocidos como distribuciones a los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	(187.919.674)	(187.919.674)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	98.302.641	-	(98.302.641)	-
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	-	-	-	-	(2.628.792)	1.543.729	599.233.081	696.450.659
Patrimonio inicial al 31 de diciembre de 2015	\$ 655.222.313	\$113.255.816	\$327.611.157	\$ 178.127	\$ 98.302.641	\$ 3.499.752	\$ (8.501.065)	\$ 2.368.543.370	\$3.558.112.111

Véanse las notas adjuntas.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía. Los Estados Financieros de apertura al 1 de enero de 2014 y transición al 31 de diciembre de 2014, incluyen ajustes por conversión obtenidos siguiendo los lineamientos descritos en la nota 2.1 "Principios Contables" de adopción por primera vez de las normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia.



Lucio Rubio Diaz
Representante Legal



Alba Lucía Salcedo Rueda
Contador Público
Tarijeta Profesional 40562-T



Yuliana Carolina Vargas Santiago
Revisor Fiscal
Tarijeta Profesional 163663-T

Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 26 de febrero de 2016)

Estados de Flujos de Efectivo, método directo

(En miles de pesos)

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación		
<i>Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios</i>	\$ 3.084.972.462	\$ 2.633.433.130
<i>Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias</i>	16.222.603	\$ 13.145.537
<i>Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas</i>	7.438.563	2.553.641
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación:		
<i>Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios</i>	(1.285.961.168)	(794.042.402)
<i>Pagos y/o por cuenta de los empleados</i>	(82.971.047)	(74.150.377)
<i>Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas</i>	(18.354.007)	(15.710.834)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	1.721.347.406	1.765.228.695
Impuestos a las ganancias pagados	(483.353.006)	(351.080.431)
Otras salidas de efectivo	(145.053.431)	(144.494.716)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	1.092.940.969	1.269.653.548
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión:		
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios	-	(28.591)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	77.464.998	312.478.900
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	-	(389.943.898)
Compras de propiedades, planta y equipo	(683.289.953)	(541.630.573)
Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros	(69.682.020)	(101.381.075)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera (swaps)	7.597.498	1.533.845
Intereses recibidos	21.267.716	33.303.391
Otras entradas de efectivo	-	28.275.615
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	(646.641.761)	(657.392.386)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación:		
Importes procedentes de préstamos	1.185.148.413	590.000.000
Reembolsos de préstamos	(837.628.999)	(141.660.000)
Dividendos pagados	(1.045.671.911)	(739.667.883)
Intereses pagados	(319.088.632)	(266.951.405)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	(114.520)	(21.969)
Otras salidas de efectivo	(10.494.409)	(10.494.409)
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	(1.027.850.058)	(568.795.666)

Estados de flujos de efectivo, método directo (Continuación)

	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(581.550.850)	43.465.496
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(581.550.850)	43.465.496
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	880.729.362	837.263.866
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	\$ 299.178.512	\$ 880.729.362

Véanse las notas adjuntas.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía. Los Estados Financieros de apertura al 1 de enero de 2014 y transición al 31 de diciembre de 2014, incluyen ajustes por conversión obtenidos siguiendo los lineamientos descritos en la nota 2.1 "Principios Contables" de adopción por primera vez de las normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia.



Lucio Rubio Díaz
Representante Legal



Alba Lucía Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T



Yuliana Carolina Vargas Santiago
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 163663-T
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 26 de febrero de 2016)



1. Información general

Ente económico

Emgesa S.A. E.S.P. (en adelante “la Compañía”) es una sociedad anónima comercial constituida de acuerdo con las leyes colombianas como una empresa de servicios públicos, regulada por la Ley 142 de 1994.

La Compañía fue constituida el 23 de octubre de 1997 y registrada ante Cámara y Comercio el 17 de agosto de 2007 mediante el número de matrícula No. 01151755, con aporte de los activos de generación de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. con el 51.51% de las acciones (ordinarias y preferenciales) y los aportes en efectivo de los demás inversionistas con el 48.49% de las acciones.

La Compañía es de origen colombiano, tiene su domicilio y oficinas principales en la carrera 11 No. 82-76, Bogotá D.C.

Emgesa S.A. E.S.P. es filial de Enersis S.A., que a su vez es filial de Enel Iberoamérica S.R.L, entidad controlada por Enel, S.P.A. (en adelante, Enel).

Objeto Social – La Compañía tiene por objeto principal la generación y la comercialización de energía eléctrica en los términos de las Leyes 142 y 143 de 1994 y las normas que la reglamenten, adicionen, modifiquen o deroguen. En desarrollo de su objeto principal, la Compañía podrá adquirir plantas de generación y proyectar, construir, operar, mantener y explotar comercialmente centrales generadoras de electricidad, adelantando las acciones necesarias para preservar el medio ambiente y las buenas relaciones con la comunidad en la zona de influencia de sus proyectos; y realizar obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica y comercializar productos en beneficio de sus clientes. La Compañía podrá en desarrollo de su objeto social principal ejecutar todas las actividades relacionadas con la exploración, desarrollo, investigación, explotación, comercialización, almacenamiento, mercadeo, transporte, y distribución de minerales y material pétreo. Además la Compañía podrá desarrollar todo tipo de actividades relacionadas de forma directa, indirecta, complementaria o auxiliar con el negocio de comercialización de gas combustible. El término de duración de la Compañía es indefinido.

La Compañía cuenta con 11 centrales de generación hidráulica y 2 térmicas, ubicadas en los departamentos de Cundinamarca, Huila y Bolívar:

Central	Tecnología	Capacidad instalada
Guavio	Hidráulica	1.213,0 MW
Betania	Hidráulica	540,0 MW
El Quimbo	Hidráulica	400,0 MW
Guaca	Hidráulica	324,6 MW
Paraíso	Hidráulica	276 MW
Charquito	Hidráulica	19,5 MW
Tequendama	Hidráulica	19,5 MW
Limonar	Hidráulica	19,5 MW
La Tinta	Hidráulica	19,5 MW
San Antonio	Hidráulica	19,5 MW
La Junca	Hidráulica	19,5 MW
Martín del Corral	Térmica	240,0 MW
Cartagena	Térmica	208,0 MW

Central Hidroeléctrica “El Quimbo”

El proyecto hidroeléctrico el Quimbo fue aprobado mediante Resolución 899 del 15 de mayo del 2009 y 1628 del 21 de agosto de 2009, se encuentra en la región del Huila, a unos 350 kilómetros al suroeste de la capital de Colombia, se abastece del río Magdalena, y su área de influencia abarca los municipios de Gigante, Garzón, Altamira, El Agrado, Paicol y Tesalia. Cuenta con un embalse de 8.250 hectáreas de extensión, 55 kilómetros de largo, una capacidad de almacenamiento de 3.200 hectómetros cúbicos, lo que lo convierte en uno de los embalses más grandes del país, con una presa de 151 metros de alto, un dique auxiliar de 66 metros de altura y un vertedero de cuatro compuertas. Su capacidad instalada es de 400 MW, la cual puede lograr una generación media de 2.216 GWh/año, equivalentes al 4% de la demanda nacional, y junto con Betania conforman una cadena que aportan el 8% de la demanda nacional.

Previo al llenado del embalse, la Compañía realizó la adecuación del vaso del embalse, consistente en el aprovechamiento forestal, retiro de madera y biomasa y manejo de macrófitas, entre otras. En total, la Compañía retiró más de 530 mil m³ de madera y biomasa antes del inicio del llenado que se dio el 30 de junio de 2015, luego que se ejecutaran las obras previas requeridas y que las condiciones hidrológicas del río Magdalena fueran las requeridas para garantizar una actividad segura.

El 11 de octubre de 2015, se realizó con éxito la sincronización de la Unidad 1, y el 18 de octubre la unidad alcanzó las condiciones técnicas. La sincronización de Unidad 2 tuvo lugar el 29 de octubre de 2015, luego se realizaron las últimas pruebas y el 16 de noviembre de 2015 el Quimbo empezó a operar, generando los primeros 378 MW requeridos.

La central se encontraba lista para operar desde el mes de noviembre de 2015, sin embargo, aun se encuentran pendientes obras menores que no son relevantes para la entrada en operación de la central por lo que su avance efectivo de construcción al 31 de diciembre de 2015 es del 97.80%. La construcción del Quimbo ha implicado inversiones relevantes destinadas a infraestructura, medioambiente y comunidades en el Huila. Entre las obras de infraestructura ya entregadas por el proyecto a la comunidad se destacan:

- El viaducto más largo del país, 1,7 kilómetros, que conecta al municipio de Garzón con El Agrado.
- 11 kilómetros de vías construidas con las especificaciones técnicas de movilidad.
- 12,5 kilómetros de nuevas redes eléctricas y de telecomunicaciones.
- 5 plantas de tratamiento de aguas residuales.
- 6 puertos de embarque para aprovechamiento del embalse.

En lo social, las inversiones beneficiaron de manera directa el desarrollo de las comunidades y el fomento agrícola de la región. Estas inversiones han permitido la construcción de zonas de reasentamiento con una moderna infraestructura comunitaria, el desarrollo de programas de restitución de empleo a través de nuevos proyectos productivos y el aporte para proyectos de desarrollo local en los municipios del área de influencia.

Durante el 2015 finalizó la construcción de los centros poblados para los reasentamientos ubicados en Llano de la Virgen, Santiago & Palacios, La Galda y Montea. A diciembre de 2015 las familias se encontraban ubicadas en las nuevas casas, dotadas de servicios públicos e infraestructura, los centros cuentan con tres escuelas, tres capillas, tres centros de acopio y cinco sitios de recreación y deportes. Los nuevos lugares de asentamiento han significado una importante mejora en la calidad de vida de los pobladores y mayores oportunidades para la puesta en marcha de proyectos productivos y generación de empleo

En el 2016 continuará la construcción de los distritos de riego, que permitirán que en más de 1.000 hectáreas se desarrollen los proyectos productivos agrícolas, que permita a las familias reasentadas tener un sustento de vida. Así como el desarrollo del programa “emprendedores con energía”; el cual consiste en establecer iniciativas de proyectos productivos sostenibles entregando a la población beneficiaria un auxilio educativo que garantice la participación y asistencia. Al cierre del 2015 más de dos mil personas fueron formadas a través del

SENA en temas de administración y producción para contribuir con la sostenibilidad de los proyectos que emprendan.

En el aspecto ambiental, se adquirieron 11.079 hectáreas para el plan de restauración ecológica más importante que se ha llevado a cabo en Colombia en bosque seco tropical; el desarrollo de estudios de fauna, flora y recurso íctico, y el rescate de más de 26 mil animales y 45 mil peces en la fase previa al llenado

Medida Cautelar: En el mes de febrero de 2015, el Tribunal Administrativo del Huila, con ocasión de una demanda de Acción Popular instaurada por piscicultores de la región del Huila, profirió medida cautelar en contra de la Compañía, ordenando suspender el llenado del embalse Quimbo hasta tanto se satisficiera un caudal óptimo que evitara perjuicios en la actividad piscícola en Betania. La Compañía logró la modificación de la medida cautelar, ajustando los caudales mínimos a lo establecido por la Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca, ante lo cual inició el llenado del embalse el 29 de junio de 2015.

El 6 de octubre de 2015 el Gobierno Nacional emitió el Decreto Legislativo 1979 autorizando a la Compañía iniciar la generación de energía el día 16 de noviembre de 2015, sin perjuicio del control de constitucionalidad que estaba ejerciendo la Corte Constitucional en esos momentos.

El 15 de diciembre de 2015 la Corte Constitucional luego de conocer el comunicado oficial No. 56 declaró la inexecutable del Decreto 1979, con lo cual la Compañía tomó la decisión de suspender a partir de las 00:00 horas del 16 diciembre de 2015, la generación de energía y solicitó al Tribunal Administrativo del Huila levantar de manera temporal la medida cautelar.

El 24 de diciembre, el Juzgado Tercero Penal de Neiva admitió una acción tutela contra el Tribunal Administrativo del Huila, interpuesta por el Ministerio de Minas y Energía y la Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca AUNAP, en la que se solicitó la suspensión transitoria de las medidas cautelares, hasta tanto se decidiera de fondo la tutela. El 28 de diciembre, el juzgado negó la reactivación provisional de la generación de energía en el Quimbo y solicitó a la CAM y a la ANLA información adicional para tomar una decisión.

El Juzgado Tercero Penal de Neiva, Huila, el día 8 de enero de 2016, falló favorablemente la tutela interpuesta por el Ministerio de Minas y Energía y la AUNAP, y determinó que se iniciara de manera inmediata la generación, a efectos de evitar consecuencias ambientales. Ante ésta decisión, La Compañía reinició la generación desde el 10 de enero de 2016 a las 00:00 horas.

Comercialización de Gas

Durante el 2015 se consolidó el ingreso de la Compañía al mercado de Comercialización de gas en Colombia, logrando ventas por un total de 55 Mm³ y obteniendo un margen variable de 0,6 MUSD, atendiendo 9 clientes industriales (No Regulados) en Bogotá y Manizales, y 13 clientes en boca de pozo (Mercado Secundario). Adicionalmente se aseguró el aprovisionamiento de gas de largo plazo (hasta 2020) de los campos Cusiana-Cupiagua y Clarinte 1, se logró la firma de contratos de venta con clientes finales para este mismo período.

Marco legal y regulatorio

Para el establecimiento del nuevo marco ordenado por la Constitución, se expidió la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994), mediante las cuales se definen los criterios generales y las políticas que deberán regir la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia.

La Ley Eléctrica viabiliza el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado. Teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, se estableció como lineamiento general para el desarrollo del marco regulatorio, la creación e

implementación de reglas que permitieran la libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde ésta fuera posible.

En 2014 se publicó la Ley 1715 que regula la integración de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) al sistema energético nacional. Esta normativa da incentivos fiscales y tributarios a los promotores de proyectos asociados con estas tecnologías, sin afectar la arquitectura del mercado mayorista actual. Así mismo, propone la creación de un fondo para la investigación y realización de proyectos ERNC y de eficiencia energética, y define el marco regulatorio general para la participación de la autogeneración en el mercado.

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Minas y Energía que a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), elabora el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) son las encargadas, respectivamente, de regular y fiscalizar a las empresas del sector, adicionalmente la Superintendencia de Industria y Comercio es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

2. Bases de presentación

La Compañía presenta sus estados financieros de propósito general en pesos colombianos y los valores se han redondeado a la unidad de miles de pesos más próxima (COP\$000), salvo cuando se indique lo contrario. Los principios contables aplicados en su elaboración, son los que se detallan a continuación:

2.1 Principios contables

Los estados financieros de propósito general de la Compañía al 31 de diciembre de 2015, han sido preparados de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptados en Colombia (NCIF), que contemplan las Normas Internacionales de Información Financiera -NIIF-, las Normas Internacionales de Contabilidad -NIC-, las interpretaciones SIC, las interpretaciones CINIIF y el marco conceptual para la información financiera, aplicables, emitidas y aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés) al 31 de diciembre de 2012 y que fueron publicadas en español por dicho organismo en agosto de 2013, e incorporadas al marco técnico contable colombiano de conformidad con la Ley 1314 del 13 de julio del 2009, reglamentada por el Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015 modificado por el Decreto 2496 de 2015. Estos decretos contienen los siguientes lineamientos que constituyen excepciones a las NIIF frente a las que se emiten por el IASB:

- El artículo 2.1.2. de la parte 1 del libro 2 del Decreto 2420 de 2015 adicionado por el Decreto 2496 de 2015 establece la aplicación del Art. 35 de la Ley 222, que indica que las participaciones en subsidiarias deben reconocerse en los estados financieros separados por el método de participación, en lugar del reconocimiento de acuerdo con lo dispuesto en la NIC 27, es decir al costo o al valor razonable. Este reconocimiento aplicará a partir del año 2016.
- La parte 2 del libro 2 del Decreto 2420 de 2015 adicionado por el Decreto 2496 de 2015 establece que para la determinación de los beneficios post empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación o invalidez, se utilice como mejor aproximación de mercado los parámetros establecidos en el Decreto 2783 de 2001, en lugar de los requerimientos determinados de acuerdo con la NIC 19. La compañía considera que el Decreto 2783 de 2001 que es de carácter tributario y que para efectos Contables prevalece el Marco Normativo de la NIC 19.

La Compañía pertenece al Grupo 1 de adopción de acuerdo a las definiciones de los Decretos 2784 del 28 de diciembre de 2012 y 3024 del 27 de diciembre de 2013, de acuerdo con lo cual la Compañía ha considerado en

su cronograma de aplicación, que el 2013 fue un período de preparación para definir los planes de implementación y el 2014 fue el período de transición para llevar a cabo en el 2015 la adopción plena del nuevo marco normativo también denominado (NCIF) por ciertas menciones en las normas vigentes, que requiere la preparación de un estado de situación financiera de apertura al 1 de enero del 2014 bajo la nueva normatividad, de modo que durante todo el 2014 se lleve a cabo la transición, con la aplicación simultánea de la actual y la nueva normatividad contable. Los últimos estados financieros oficiales conforme a los Decretos 2649 y 2650 de 1993 son los correspondientes al ejercicio que termina en el 31 de diciembre del 2014 y los primeros estados financieros bajo la nueva normatividad son los de 2015.

En línea con lo anterior, el 28 de febrero de 2013 la Compañía presentó a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios el plan de implementación NCIF aprobado por la Junta Directiva del 21 de febrero de 2013 de acuerdo con la Resolución N° SSPD 20131300002405 del 14 de febrero de 2013, la cual reglamentó los requerimientos de información para dar aplicación al Decreto 2784 del 28 de diciembre de 2012.

El plan de implementación NCIF presentado comprendía las actividades asociadas con la fase de preparación obligatoria y la elaboración del estado de situación financiera de apertura, las cuales se desarrollaron entre el 1 de enero de 2013 y el 31 de diciembre de 2014.

De acuerdo con lo estipulado en la Resolución N° SSPD 20141300033795 del 30 de julio de 2014, por la cual se establecen los requerimientos de información para las empresas prestadoras de servicios públicos, clasificadas en los grupos 1 y 3; la Compañía reportó a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios el 29 de agosto de 2014 el Estado de Situación Financiera de Apertura con las cifras estimadas a esa fecha y el 30 de septiembre de 2015 los Estados financieros de cierre de la transición.

Los presentes estados financieros de propósito general se han preparado siguiendo el principio de negocio en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo a NCIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable.

La preparación de los estados financieros de acuerdo con NCIF requiere el uso de ciertos estimados contables críticos. También requiere que la gerencia ejerza su juicio en el proceso de aplicación de las políticas contables.

2.2 Transición a Normas de Contabilidad e Información Financiera Aceptadas en Colombia (NCIF)

Para todos los períodos hasta el año terminado al 31 de diciembre de 2014, la Compañía preparó sus estados financieros de propósito general de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia. Los estados financieros al 31 de diciembre de 2015 son los primeros estados financieros anuales preparados conforme a las Normas de Contabilidad e Información Financiera Aceptadas en Colombia (en adelante NCIF). La Compañía aplicó la NIIF 1 adopción por primera vez para el reconocimiento de la transición de sus estados financieros bajo normas locales hacia las NCIF preparando su balance de apertura al 1 de enero de 2014. Estos estados financieros han sido preparados de acuerdo con las políticas descritas a continuación.

a) Procedimientos de transición

La Compañía aplicó las siguientes exenciones contenidas en la NIIF 1 para su proceso de transición:

- De acuerdo con el párrafo D16, literal a) “Si una subsidiaria adoptase por primera vez las NIIF con posterioridad a su controladora, la subsidiaria medirá los activos y pasivos, en sus estados financieros, ya sea:
 - (a) los importes en libros que se hubieran incluido en los estados financieros consolidados de la controladora, basados en la fecha de transición de la controladora a las NIIF, si no se hicieron ajustes para propósitos de consolidación y para los efectos de la combinación de negocios por la que la controladora adquirió a la subsidiaria (esta elección no está disponible para una subsidiaria de una

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

- entidad de inversión, tal como se define en la NIIF 10, que se requiere medir al valor razonable con cambios en resultados);...”; o
- (b) Los importes en libros requeridos por el resto de las NIIF, basados en la fecha de transición a las NIIF de las NIIF de la subsidiaria...”

La Compañía ha decidido tomar como costo los importes en libros incluidos en los estados financieros bajo NIIF de Endesa quien es su controladora desde diciembre 31 del 2003 y adoptó las NIIF en el año 2004.

- La Compañía posee una participación del 94,95% en Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. y 100% en Emgesa Panamá, en línea con lo indicado en el párrafo anterior, el costo inicial de estas inversiones fue definido sobre la base de los costos incluidos en los estados financieros bajo NIIF de la controladora.
- La Compañía ha venido capitalizando los costos por préstamos directamente atribuibles a la adquisición y construcción de un activo apto.
- Se reconocen como ganancias retenidas, el total de las ganancias y pérdidas actuariales generadas en el cálculo actuarial de beneficios definidos de pensiones de jubilación y beneficios a empleados de largo plazo.
- La Compañía usó estimados bajo NCIF que son consistentes con los aplicados bajo Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Colombia.
- Las estimaciones hechas en el balance de apertura y de transición se hicieron reflejando las condiciones existentes a la fecha de cada estado financiero. En particular, las estimaciones relativas a precios de mercado, tasas de interés o tasas de cambio, reflejaban las condiciones de mercado en esas fechas.
- De acuerdo con el párrafo D9 “Una entidad que adopta por primera vez las NIIF puede aplicar la disposición transitoria de la CINIIF 4 Determinación de si un Acuerdo Contiene un Arrendamiento. En consecuencia, una entidad que adopta por primera vez las NIIF puede determinar si un acuerdo vigente en la fecha de transición a las NIIF contiene un arrendamiento, a partir de la consideración de los hechos y circunstancias existentes a dicha fecha.” La compañía incluyó en sus estados financieros las cifras de los contratos que se evidenciaron como arrendamientos financieros.

b) Conciliaciones entre los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Colombia bajo 2649 y las NCIF

La transición a las NCIF al 1 de enero de 2014 (Estado de Situación Financiera de Apertura – ESFA) y 31 de diciembre de 2014 (Estado de Situación Financiera de cierre de la Transición), y por el período enero – diciembre de 2014 para estado de resultado integral, se resume en las siguientes conciliaciones:

ACTIVOS	Nota	Balance cierre Transición 31/12/2014	Balance de Apertura 01/01/2014
Total Activos bajo Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (en adelante PCGA) Anteriores (Decreto 2649)		\$ 10.646.930.695	\$ 9.785.473.218
Ajustes de Conversión a NCIF			
Propiedades, planta y equipo	a	(2.461.914.126)	(2.462.485.051)
Intangibles	b	(4.677.592)	(10.637.291)
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	c	(152.194)	(184.504)
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	d	(4.845.054)	(4.659.367)
Otros activos financieros	e	(94.233)	(473)
Otros activos no financieros	d	6.042.502	4.659.367
Impuesto diferido	f	103.988.170	89.332.503
Total Activos bajo NCIF		\$ 8.285.278.168	\$ 7.401.498.402

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

PASIVOS	Nota	Balance cierre Transición 31/12/2014	Balance de Apertura 01/01/2014
Total Pasivos bajo PCGA Anteriores (Decreto 2649)		\$ 5.424.727.011	\$ 3.979.254.675
Ajustes de Conversión a NCIF			
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	g	4.333.961	4.088.167
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	h-d	(234.392)	(2.189.286)
Impuesto diferido	f		(8.333.457)
Otros pasivos financieros	a- b	(5.209.864)	(5.629.001)
Total Pasivos bajo NCIF		\$ 5.423.616.716	\$ 3.967.191.098

PATRIMONIO	Nota	Balance cierre Transición 31/12/2014	Balance de Apertura 01/01/2014
Total patrimonio bajo PCGA Anteriores (Decreto 2649)		\$ 5.222.203.684	\$ 5.806.218.543
Ajustes de Conversión a NCIF			
Propiedades, planta y equipo	a	(2.461.914.126)	(2.462.485.051)
Intangibles	b	(4.677.592)	(10.637.291)
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	c	(152.194)	(184.504)
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	d	(4.845.054)	(4.659.367)
Otros activos financieros	e	(94.233)	(473)
Otros activos no financieros	d	6.042.502	4.659.367
Impuesto diferido	f	103.988.170	89.332.503
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	g	(4.333.961)	(4.088.167)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	h-d	234.392	2.189.286
Impuesto diferido	f	-	8.333.457
Otros pasivos financieros	a- b	5.209.864	5.629.001
Total Patrimonio bajo NCIF		\$ 2.861.661.452	\$ 3.434.307.304

Conciliación Estado de Resultados	Nota	Estado de Resultados Transición 01/01/2014 a 31/12/2014
Utilidad bajo PCGA Anteriores (2649)		
Ajustes de Conversión a NCIF		\$ 1.005.532.580
Propiedades, planta y equipo	a	
Intangibles	b	1.434.519
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	c	2.283.712
Otros activos financieros	e	(52.836)
Impuesto diferido	f	(3.281)
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	g	6.731.591
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	h	2.192.048
Liquidación forward	j	(2.189.288)
Total Utilidad Bajo NCIF		15.503
		\$ 1.015.944.549

a) Ajustes de propiedades, planta y equipo:

- Ajuste al costo, eliminación valorizaciones por (\$2.168.953.799) y (\$2.168.851.454) al 1 de enero de 2014 y al 31 de diciembre de 2014 respectivamente, en el Estado de Situación Financiera de Apertura y Cierre de Transición.

Se adoptó la exención del párrafo D16 de la NIIF 1, tomando los valores reportados bajo NCIF a la controladora valorando la propiedad, planta y equipo al costo, por lo anterior se eliminan las valorizaciones teniendo en cuenta que las mismas no forman parte del costo de los activos.

- Ajuste al costo, eliminación ajustes por inflación 2004 y 2005 por (\$416.288.366) y (\$405.653.863) al 1 de enero de 2014 y 31 de diciembre de 2014 respectivamente, en el Estado de Situación Financiera de Apertura y Cierre de Transición, con efecto en el estado de resultados en el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014 de \$ 10.631.469.

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

- Se adoptó la exención del párrafo D16 de la NIIF 1, tomando los valores reportados bajo NCIF a la controladora valorando la propiedad, planta y equipo al costo, teniendo en cuenta que la adopción de NIIF de la controladora se dio en el año 2004, se eliminan los ajustes por inflación de los años 2004 y 2005 y revierte su efecto en la depreciación posterior.
- Reversión gasto financiero capitalizado – depreciación por (\$8.215.482) al 1 de enero de 2014 y 31 de diciembre de 2014, en el Estado de Situación Financiera de Apertura y Cierre de Transición.
- Corresponde a la eliminación de los gastos financieros capitalizables que no cumplen con los requisitos de acuerdo con la NIC 23, bajo la norma local se capitalizaban intereses sobre activos fijos que bajo la norma internacional no son activos calificados.
- Arrendamiento financiero de vehículos por \$32.759 y \$425.057 al 1 de enero de 2014 y 31 de diciembre de 2014 respectivamente, en el Estado de Situación Financiera de Apertura y Cierre de Transición, con efecto en el estado de resultados en el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014 de \$ 81.
- La Compañía posee contratos de arrendamiento financiero de vehículos que por su duración y condiciones configuran un leasing implícito de acuerdo con lo establecido en la NIC 17 Arrendamientos, este ajuste reconoce los vehículos como propiedad, planta y equipo y reconoce el pasivo por este compromiso.
- Retasación Técnica por \$130.229.000 y \$126.595.000 al 1 de enero de 2014 y 31 de diciembre de 2014 respectivamente, en el Estado de Situación Financiera de Apertura y Cierre de Transición, con efecto en el estado de resultados en el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014 de (\$3.634.000).

Corresponde a la valorización existente en los activos de Betania, la cual fue adquirida en 1997 y la valorización fue reconocida como mayor valor de la propiedad, planta y equipo, adicionalmente el ajuste genera mayor depreciación.

- Ajustes al Costo de Proyecto Quimbo por \$1.582.699 y (\$3.296.664) al 1 de enero de 2014 y al 31 de diciembre de 2014 respectivamente, en el Estado de Situación Financiera de Apertura y Cierre de Transición, con efecto en el estado de resultados en el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014 de (\$3.518.175).

En el desarrollo del proyecto Quimbo se efectúan ajustes al costo del proyecto como: i) la eliminación de costos que corresponden a conceptos no capitalizables, efectuado contra resultados, ii) la inclusión del resultado en la liquidación forwards asociados al proyecto, efectuado contra resultados y iii) el ajuste por tasa efectiva de la deuda asociada el ajuste de la tasa efectiva de Quimbo, efectuado contra otros pasivos financieros.

- Depreciación de terrenos inundados por (\$871.862) y (\$920.519) al 1 de enero de 2014 y 31 de diciembre de 2014 respectivamente, en el Estado de Situación Financiera de Apertura y Cierre de Transición, con efecto en el estado de resultados en el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014 de (\$ 48.656).

Los terrenos inundados se deprecian, por no tener un uso específico luego de la finalización de la vida útil de la central.

- Amortización de la prima de estabilidad jurídica por (\$1.996.200) al 31 de diciembre de 2014, en el Estado de Situación Financiera de Cierre de Transición, con efecto en el estado de resultados en el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014. El contrato de estabilidad jurídica firmado le permite a la Compañía asegurar los beneficios tributarios para el proyecto el Quimbo durante 20 años desde su vigencia.

b) Ajustes de Intangibles:

- Ajuste al costo, eliminación conceptos no capitalizables por (\$8.049.653) y (\$5.768.567) 1 de enero de 2014 y al 31 de diciembre de 2014 respectivamente, en el Estado de Situación Financiera de Apertura y Cierre de Transición, con efecto en el estado de resultados en el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014 por \$ 2.281.085.

Corresponde a la eliminación de erogaciones realizadas en proyectos que fueron capitalizados localmente, pero que no cumplen con los criterios de capitalización de la IAS 38.

- Ajuste al costo, eliminación ajuste por inflación 2004 y 2005 por (\$161.512) y (\$158.885) al 1 de enero de 2014 y al 31 de diciembre de 2014 respectivamente, en el Estado de Situación Financiera de Apertura y Cierre de Transición, con efecto en el estado de resultados en el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014 por \$ 2.627.

Se adoptó la exención del párrafo D16 de la NIIF 1, tomando los valores reportados bajo NCIF a la controladora valorando los intangibles al costo, teniendo en cuenta que la adopción de NIIF de la controladora se dio en 2004, se eliminan los ajustes por inflación de 2004 y 2005 y revierte su efecto en la amortización posterior.

- Eliminación Forward de pólizas de seguros todo riesgo por (\$2.050.691) y \$1.612.487 al 1 de enero de 2014 y al 31 de diciembre de 2014 respectivamente, en el Estado de Situación Financiera de Apertura y Cierre de Transición.

Corresponde a la eliminación del costo de la valoración Mark to Market de los forward la cual afecta otros resultados integrales.

- Gastos de Formalización de Deuda por (\$375.435) y (\$362.626) al 1 de enero de 2014 y 31 de diciembre de 2014 respectivamente, en el Estado de Situación Financiera de Apertura y Cierre de Transición.

Los gastos de adquisición de deuda que se amortizan en el tiempo de la deuda por el método de la tasa de interés efectiva. Este ajuste se efectúa contra otros pasivos financieros.

c) Ajustes inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas:

- Ajuste al costo, eliminación valorizaciones por (\$184.504) y (\$152.193) al 1 de enero de 2014 y el 31 de diciembre de 2014 respectivamente, en el Estado de Situación Financiera de Apertura y Cierre de Transición, con efecto en el estado de resultados en el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014 de (\$52.836).

Corresponde a la eliminación de las valorizaciones de las inversiones Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. y Emgesa Panamá; reconocidas bajo normatividad local pero que no forman parte del costo de las inversiones bajo NCIF.

d) Ajuste cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

- Ajuste valor presente neto beneficio créditos a empleados por (\$4.659.367) y (\$4.610.659) al 1 de enero de 2014 y 31 de diciembre de 2014 respectivamente, en el Estado de Situación Financiera de Apertura y Cierre de Transición.

La Compañía concede a sus empleados créditos a tasas inferiores a las de mercado, razón por la cual, se calcula el valor presente de los mismos descontando los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

adjudicada, con cargo a las cuentas por cobrar. Ajuste cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar versus otros activos no financieros.

- Neteo impuesto débito y crédito por (\$234.392) al 31 de diciembre de 2014, en el Estado de Situación Financiera de Apertura y Cierre de Transición.

De acuerdo con la NIC 12 el impuesto diferido débito y crédito se netean para efectos de presentación.

e) Ajuste otros activos financieros:

- Ajuste al costo, eliminación valorizaciones por (\$473) y (\$94.233) al 1 de enero de 2014 y 31 de diciembre de 2014 respectivamente, en el Estado de Situación Financiera de Apertura y Cierre de Transición, con efecto en el estado de resultados en el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014 de (\$ 3.281).

Corresponde a la eliminación de las valorizaciones de las inversiones en Empresa Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. – Electricaribe S.A; reconocidas bajo normatividad local pero que no forman parte del costo de las inversiones bajo NCIF.

f) Ajuste impuesto diferido:

- Cálculo sobre ajustes NCIF por \$89.332.503 y \$103.988.170 al 1 de enero de 2014 y 31 de diciembre de 2014 respectivamente, en el Estado de Situación Financiera de Apertura y Cierre de Transición, con efecto en el estado de resultados en el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014 por \$6.731.591.

Corresponde al impuesto diferido generado por los ajustes de conversión a NCIF.

- Neteo impuesto diferido débito y crédito por (\$8.333.457) al 1 de enero de 2014, en el Estado de Situación Financiera de Apertura y Cierre de Transición.

De acuerdo con la NIC 12 el impuesto diferido débito y crédito se netean para efectos de presentación.

g) Ajuste provisiones corrientes por beneficios a los empleados

- Cálculo actuarial cesantías retroactivas por \$2.045.049 y \$2.653.098 al 1 de enero de 2014 y al 31 de diciembre de 2014 respectivamente, en el Estado de Situación Financiera de Apertura y Cierre de Transición, con efecto en el estado de resultados en el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014 por \$ 309.949.

Por medio de este ajuste se reconoce el pasivo por el cálculo actuarial de las cesantías retroactivas que reflejan la obligación de la Compañía con los empleados que no están bajo la ley 50 de 1990, de acuerdo con lo establecido por la NIC 19 beneficios a empleados.

- Cálculo actuarial quinquenios por \$2.043.118 y \$1.680.864 al 1 de enero de 2014 y 31 de diciembre de 2014 respectivamente, en el Estado de Situación Financiera de Apertura y Cierre de Transición, con efecto en el estado de resultados en el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014 por \$362.254.

Por medio de este ajuste se reconoce el pasivo por el cálculo actuarial de quinquenios (Ver nota 17), de acuerdo con lo establecido por la NIC 19 Beneficios a Empleados.

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

- Cálculo actuarial pensiones no tiene efecto en el Estado de Situación Financiera de Apertura pero si presenta efecto en el estado de resultados en el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014 por \$1.519.845.

Localmente bajo PCGA anteriores (2649) el gasto financiero se determinaba con base en los pagos manteniendo en saldo del pasivo actuarial por este concepto, bajo NCIF se hace una proyección del gasto financiero en el software corporativo denominado GIQ, esto genera un efecto en resultados de períodos intermedios.

h) Ajuste cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar

- Impuestos – Valor presente neto Impuesto al Patrimonio por (\$2.189.285) y \$0 al 1 de enero de 2014 y 31 de diciembre de 2014 respectivamente, en el Estado de Situación Financiera de Apertura y Cierre de Transición, con efecto en el estado de resultados en el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014 por (\$2.189.288).

En 2011 se realizó el reconocimiento del impuesto al patrimonio establecido por la Ley 1370 de diciembre de 2009 que para efectos de reporte a la controladora bajo NCIF se reconoció al 100% del impuesto contra estado de resultados en febrero, y para efectos locales es registrado contra la partida revalorización del patrimonio. Este ajuste incluye a su vez la actualización del valor presente neto reconocido como un gasto financiero, este impuesto se terminó de pagar en septiembre de 2015, por lo cual no hay ajuste a diciembre 31 de 2014.

i) Liquidación Forward

En la liquidación del forward, se revierte el ajuste preliminar mediante el cual se había registrado el gasto de la valoración Mark to Market a otros resultados integrales con efecto en el estado de resultados en el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014 por \$15.503

2.3 Base contabilidad de causación

La Compañía prepara sus estados financieros, usando la base de contabilidad de causación, excepto para la información de los flujos de efectivo.

2.4 Normas de Contabilidad y de Información Financiera Aceptadas en Colombia emitidas aún No vigentes

El artículo 2.1.2 del libro 2, parte 1 del Decreto 2420 de 2015 modificado por el Decreto 2496 de 2015 incluye las normas que han sido emitidas por el IASB y adoptadas en Colombia cuya vigencia será efectiva en años posteriores al 2015.

2.4.1 Nuevas Normas de Contabilidad y de Información Financiera (NCIF) aceptadas en Colombia vigentes a partir del 1 de enero de 2016.

Información a revelar sobre el valor recuperable de activos no financieros que modifica la NIC 36 deterioro del valor de los activos (mayo de 2013)

Esta enmienda reduce los casos en los que las revelaciones sobre el valor recuperable de activos o unidades generadoras de efectivo son requeridas, clarifica dichas revelaciones e introduce el requerimiento explícito de revelar la tasa de descuento usada en la determinación de deterioro (o sus reversiones), en la que el valor recuperable es determinado usando el valor presente.

CINIIF 21 Gravámenes - nueva interpretación (mayo de 2013)

La interpretación pretende dar una guía sobre las circunstancias en las que se debe reconocer un pasivo por gravámenes, en concordancia con la NIC 37. En este sentido, la CINIIF puede aplicarse a cualquier situación que genera una obligación presente de pagar tributos o gravámenes al Estado.

Novación de derivados y continuación de la Contabilidad de coberturas que modifica la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y medición (junio de 2013)

Bajo esta norma no sería necesario dejar de aplicar la contabilidad de coberturas a los derivados novados que cumplan los criterios detallados por la misma.

Mejoras anuales a las NIIF: ciclo 2010-2012 (diciembre de 2013):

Estas enmiendas incluyen:

NIIF 3, NIIF 8: Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las mencionadas normas.

NIC 16 Propiedad, planta y equipo y NIC 38 Activos Intangibles

La modificación es aplicada de forma retroactiva y aclara en la NIC 16 y la NIC 38 que un activo puede ser revaluado en referencia a datos observables, ya sea ajustando el importe bruto en libros del activo a valor de mercado o ajustando el importe bruto y la depreciación o amortización acumulada proporcionalmente de modo que el valor en libros resultante sea igual al valor de mercado. Adicionalmente, la depreciación o amortización acumulada es la diferencia entre los importes brutos y el valor en libros de los activos.

NIC 24 Información a revelar sobre partes relacionadas

La modificación se aplica de forma retroactiva y aclara que una entidad de dirección (una entidad que provee servicios de personal clave de la administración) es una parte relacionada sujeta a revelación de partes relacionadas. Además, una Compañía que utiliza una entidad de dirección está obligada a revelar los gastos incurridos para los servicios directivos. Esta enmienda no es relevante para la empresa, ya que no recibe servicios directivos de otras entidades.

Mejoras anuales a las NIIF: ciclo 2011-2013 (diciembre de 2013):

Estas enmiendas incluyen:

NIIF 3, NIIF 13: Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las mencionadas normas.

Planes de beneficios definidos: Aportaciones a los empleados, que modifica la NIC 19 Beneficios a empleados (noviembre de 2013)

La NIC 19 requiere que una entidad considere las retribuciones a los empleados o terceros en la contabilización de los planes de beneficios definidos. Cuando las retribuciones están vinculadas al servicio, deben ser atribuidas a los períodos de servicio como un beneficio negativo. Estas enmiendas aclaran que, si el monto de las retribuciones es independiente del número de años de servicio, una entidad puede reconocer esas retribuciones como una reducción en el costo del servicio en el período en el cual se presta el servicio, en lugar de asignar las retribuciones a los períodos de servicio.

NIIF 9: Instrumentos Financieros Contabilidad de coberturas y modificaciones a la NIIF 9, NIIF 7 Y NIC 39 (noviembre de 2013)

Esta enmienda modifica principalmente los siguientes aspectos:

- Adiciona un nuevo capítulo acerca de la contabilidad de coberturas en el que introduce un nuevo modelo en el que se alinean la contabilidad y el manejo del riesgo e introduce mejoras en lo relacionado con la revelación de estos temas.
- Introduce mejoras en el reporte de cambios en el valor razonable de la deuda propia de una entidad contenida en la NIIF 9 más fácilmente disponible
- Remueve la fecha efectiva de aplicación obligatoria de la NIIF 9.

2.4.2 Nuevas Normas de Contabilidad y de Información Financiera (NCIF) aceptadas en Colombia aplicables a partir del 1 de enero de 2017, con excepción de la NIIF 15 aplicable a partir del 1 de enero de 2018

NIIF 9 Instrumentos Financieros: Clasificación y valoración

En julio de 2014, el IASB publicó la versión final de la NIIF 9 Instrumentos financieros que recopila todas las fases del proyecto de instrumentos financieros y sustituye a la NIC 39 Instrumentos Financieros: valoración y clasificación y a todas las versiones previas de la NIIF 9. La norma introduce nuevos requisitos para la clasificación, la valoración, el deterioro y la contabilidad de coberturas. La NIIF 9 es de aplicación para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 aunque el Decreto 2420 la ha establecido para el 1 de enero de 2017 y se permite su aplicación anticipada. Se requiere su aplicación retroactiva, pero no se requiere modificar la información comparativa. Se permite la aplicación anticipada de las versiones previas de la NIIF 9 (2009, 2010 y 2013) si la fecha inicial de aplicación es anterior al 1 de febrero de 2015.

NIIF 14 Diferimientos de actividades reguladas

La NIIF 14 es una norma opcional que permite a una entidad, cuando adopte por primera vez las NIIF y cuyas actividades estén sujetas a regulación de tarifas, seguir aplicando la mayor parte de sus políticas contables anteriores para las cuentas diferidas reguladas. Las entidades que adopten la NIIF 14 tienen que presentar las cuentas diferidas reguladas como partidas separadas en el estado de situación financiera y presentar los movimientos de esas cuentas como partidas separadas en el estado de resultados y en el estado del resultado global. La norma requiere desgloses respecto a la naturaleza y a los riesgos asociados con las tarifas reguladas de la entidad, así como los impactos de las tarifas reguladas en los estados financieros. La NIIF 14 es aplicable a los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2016.

Mejoras Anuales de las NIIF, ciclo 2010 – 2012

Estas mejoras son efectivas desde el 1 de julio de 2014. Las mejoras incluyen las siguientes modificaciones:

NIIF 15 Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes

La NIIF 15 fue publicada en mayo de 2014 y establece un nuevo modelo de cinco pasos que aplica a los ingresos procedentes de contratos con clientes. De acuerdo con la NIIF 15 el ingreso se reconoce por un importe que refleje la contraprestación que una entidad espera tener derecho a recibir a cambio de transferir bienes o servicios a un cliente. Los principios de la NIIF 15 suponen un enfoque más estructurado para valorar y registrar los ingresos.

Esta nueva norma es aplicable a todas las entidades y deroga todas las normas anteriores de reconocimiento de ingresos. Se requiere una aplicación retroactiva total o retroactiva parcial para los ejercicios que comiencen el 1 de enero de 2018, permitiéndose la aplicación anticipada.

Modificaciones a la NIIF 11: Contabilización de adquisiciones de intereses en operaciones conjuntas

Las modificaciones a la NIIF 11 requieren que un operador conjunto contabilice la adquisición de una participación en una operación conjunta, que constituye un negocio, aplicando los principios relevantes de la NIIF 3 para la contabilización de las combinaciones de negocios. Las modificaciones también clarifican que las participaciones anteriormente mantenidas en la operación conjunta no se revalorizan en la adquisición de participaciones adicionales mientras se mantenga el control conjunto. Adicionalmente, se ha añadido una excepción al alcance de estas modificaciones para que no apliquen cuando las partes que comparten el control conjunto, están bajo el control común de una sociedad dominante última.

Las modificaciones aplican a las adquisiciones iniciales de participaciones en una operación conjunta y a las adquisiciones de cualquier participación adicional en la misma operación conjunta. Se aplicarán prospectivamente para los ejercicios que comiencen el 1 de enero de 2016, aunque se permite su aplicación anticipada.

Modificaciones a las NIC 16 y NIC 38: Aclaración de los métodos aceptables de amortización

Estas modificaciones aclaran que los ingresos reflejan un patrón de obtención de beneficios originados por la explotación de un negocio (del cual forma parte el activo), más que los beneficios económicos que se consumen por el uso del activo. Por tanto, no se puede amortizar el inmovilizado material utilizando un método de amortización basado en los ingresos y solo puede utilizarse en muy limitadas circunstancias para amortizar los activos intangibles. Estas modificaciones se aplicarán prospectivamente para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2016, aunque se pueden aplicar anticipadamente.

Modificaciones a la NIC 27: Método de participación en los Estados Financieros Separados

Las modificaciones permiten a las entidades utilizar el método de participación para contabilizar las subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas en sus estados financieros separados. Las entidades que ya hayan aplicado las NIIF y elijan el cambio al método de participación, tendrán que aplicar este cambio retroactivamente. Las entidades que apliquen las NIIF por primera vez y elijan utilizar el método de participación en sus estados financieros separados, tendrán que aplicar el método desde la fecha de transición a las NIIF. Estas modificaciones se tienen que aplicar a los ejercicios que comiencen el 1 de enero de 2016, aunque se permite su aplicación anticipada.

Enmiendas a la NIIF 10 y NIC 28: Venta o contribución de activos entre el inversor y sus asociadas o negocios conjuntos

Las enmiendas abordan el conflicto entre la NIIF 10 y la NIC 28 en el tratamiento de la pérdida de control de una subsidiaria que es vendida o contribuida a una asociada o negocio conjunto. Las enmiendas aclaran que la ganancia o pérdida resultantes de la venta o contribución de activos que constituye un negocio, como está definido en la NIIF 3, entre el inversor y su asociada o negocio conjunto y es reconocido en su totalidad. Cualquier ganancia o pérdida resultante de la venta o contribución de activos que no constituya un negocio, sin embargo, se reconoce solo hasta los intereses de los inversores no relacionados en la asociada o negocio conjunto. Estas enmiendas deben ser aplicadas prospectivamente y son efectivas para períodos que inicien el o después del 1 de enero de 2016, con adopción anticipada permitida.

Mejoras anuales ciclo 2012-2014

Estas mejoras son efectivas para períodos anuales que comience el o después del primero de enero de 2016, con adopción anticipada permitida. Estos incluyen:

NIIF 5, NIIF 7 Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las normas mencionadas.

NIC 19 Beneficios a empleados

La enmienda aclara que la profundidad del mercado de bonos corporativos de alta calidad es evaluada basada en la moneda en que esta denominada la obligación, en lugar del país donde se encuentra la obligación. Cuando no existe un mercado profundo de bonos corporativos de alta calidad en esa moneda, se debe utilizar las tasas de bonos del gobierno. Esta enmienda debe ser aplicada en forma prospectiva.

Enmiendas a la NIC 1 Iniciativa de revelación

Las enmiendas a la NIC 1 Presentación de los Estados Financieros aclaran, en lugar de cambiar de manera significativa, los requerimientos existentes de la NIC 1. Las enmiendas aclaran:

- Los requerimientos de materialidad en la NIC 1.
- Que líneas específicas en los estados de resultados y ORI y estado de situación financiera pueden ser desagregadas.
- Que las entidades tienen flexibilidad en cuanto al orden en que se presentan las notas a los estados financieros.
- Que la participación en el ORI de las asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen usando el método de participación deben ser presentados en conjunto en una sola línea, y clasificados entre aquellas partidas que serán o no posteriormente reclasificados al estado de resultados.

Además, las enmiendas aclaran los requerimientos que aplican cuando subtotales adicionales son presentados en el estado de situación financiera y los estados de resultados y ORI. Estas enmiendas son efectivas para períodos anuales comenzando el o después del 1 de enero de 2017, con adopción anticipada permitida.

2.4.3. Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés) que aún no han sido incorporadas al marco contable aceptado en Colombia Estimados y criterios contables relevantes

En la preparación de los estados financieros se han utilizado determinadas estimaciones realizadas por la Gerencia de la Compañía, para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros.
- La vida útil de las propiedades, planta y equipo e intangible (Ver Notas 3.7 y 3.6).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (Ver Notas 3.13).
- Los ingresos y gastos derivados de la actividad de generación que proceden fundamentalmente de las ventas de energía a través de contratos bilaterales al mercado regulado y no regulado, de la bolsa de energía, del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC por sus siglas en inglés) y del cargo por confiabilidad, así como las compras de energía necesarias para atender dichos contratos.
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (Ver Nota 3.10).
- Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales surgidos de la licencia ambiental principalmente para nuevos proyectos, así como también las tasas de descuento a utilizar (Ver Nota 3.7).
- Los resultados fiscales, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros (Ver Notas 3.11).

Los juicios y estimaciones se han realizado con la información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros, es posible que acontecimientos futuros obliguen a modificarlos al alza o a la baja en próximos períodos, realizándolo en forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio o estimación en los próximos estados financieros.

3. Políticas Contables

Las principales políticas contables aplicadas en la elaboración de los estados financieros de propósito general adjuntos, han sido los siguientes:

3.1 Instrumentos financieros

3.1.1 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación financiera se registra el efectivo en caja, saldos en bancos, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo, igual o inferior a 90 días desde la fecha de inversión, de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios en su valor.

3.1.2 Activos financieros

La Compañía clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías de medición: los que se miden al valor razonable y los que se miden al costo amortizado. Esta clasificación depende de si el activo financiero es un instrumento de deuda o de patrimonio.

3.1.2.1 Instrumento de deuda

(a) Activos financieros al costo amortizado

Un instrumento de deuda se clasifica como medido al "costo amortizado" sólo si los siguientes criterios se cumplen: el objetivo del modelo de negocio de la Compañía es mantener el activo para obtener los flujos de efectivo contractuales, y los términos contractuales dan lugar en fechas especificadas a recibir flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el capital pendiente de pago.

La naturaleza de los derivados implícitos en una inversión de deuda se considera para determinar si los flujos de efectivo de la inversión son únicamente pagos de capital e intereses, y en ese caso no se contabilizan por separado.

(b) Activos financieros al valor razonable

Si cualquiera de los dos criterios indicados para los activos financieros al costo amortizado no se cumplen, el instrumento de deuda se clasifica como medido al "valor razonable con cambios en resultados".

3.1.2.2 Instrumento de patrimonio

Todos los instrumentos de renta variable se miden por su valor razonable. Los instrumentos de patrimonio que se mantienen para negociar se valoran a valor razonable con cambios en resultados. Para el resto de instrumentos de patrimonio, la Compañía puede realizar una elección irrevocable en el reconocimiento inicial para reconocer los cambios en el valor razonable con cargo a los otros resultados integrales en el patrimonio.

3.1.2.3 Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura

Los derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se celebra el contrato y son permanentemente remedidos a su valor razonable.

Si los instrumentos financieros derivados no califican para ser reconocidos a través del tratamiento contable de coberturas, se registran a su valor razonable a través del estado de resultados. Cualquier cambio en el valor razonable de estos derivados se reconoce inmediatamente en el estado de resultados como "otras ganancias/pérdidas, neto". Si son designados para cobertura el método para reconocer la ganancia o pérdida resultante de los cambios en los valores razonables de los derivados depende de la naturaleza del riesgo y partida que se está cubriendo.

La Compañía designa ciertos derivados como:

- (a) coberturas del valor razonable de activos o pasivos reconocidos (cobertura de valor razonable);
- (b) coberturas de un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocidos o de una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo) o
- (c) coberturas de inversiones netas en una operación en el extranjero (cobertura de inversión neta)

La Compañía documenta, al inicio de la cobertura, la relación entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos y estrategia de administración de riesgos que respaldan sus transacciones de cobertura. La Compañía además documenta su evaluación, tanto al comienzo de la cobertura como periódicamente, de si los derivados usados en las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en los valores razonables o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

El total del valor razonable de los derivados usados como cobertura se clasifica como activo o pasivo no corriente cuando el vencimiento del remanente de la partida cubierta es mayor a 12 meses, y se clasifica como activo o pasivo corriente cuando el vencimiento del remanente de la partida cubierta es menor a 12 meses. Los derivados que no son usados para cobertura o que son mantenidos para ser negociados se clasifican como pérdidas.

- (a) Coberturas de valor razonable

Los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y califican como coberturas de valor razonable se registran en el estado de resultados, y la ganancia o pérdida de la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto ajustan el importe en libros de la partida cubierta y se reconocen en los resultados del período. La ganancia o pérdida relacionadas con la porción efectiva de los derivados se reconoce en el estado de resultados como "gastos financieros", al igual que la porción inefectiva que también se reconoce en el estado de resultados pero como "otras ganancias/ (pérdidas), neto".

Si la cobertura deja de cumplir con los criterios para ser reconocida a través del tratamiento contable de coberturas, el ajuste en el valor en libros de la partida cubierta, se amortiza en los resultados utilizando el método de interés efectivo, en el período remanente hasta su vencimiento.

- (b) Coberturas de flujos de efectivo

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo se reconoce en el patrimonio. La ganancia o pérdida relativa a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados como "otras ganancias/ (pérdidas), neto".

Los montos acumulados en el patrimonio neto se registran en el estado de resultados en los períodos en los que la partida cubierta los afecta (por ejemplo, cuando la venta proyectada cubierta ocurre). Sin embargo, cuando la transacción prevista cubierta da como resultado el reconocimiento de un activo no financiero las ganancias o pérdidas previamente reconocidas en el patrimonio se transfieren del patrimonio y se incluyen como parte del costo inicial del activo. Los montos capitalizados son finalmente reconocidos en el costo de ventas cuando se venden los productos vendidos, si se trata de inventarios, o en la depreciación, si se trata de propiedades, planta y equipo.

Cuando un instrumento de cobertura expira o se vende, o cuando deja de cumplir con los criterios para ser reconocido a través del tratamiento contable de cobertura, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se producirá una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados como "otras ganancias/(pérdidas), neto".

(c) Coberturas de inversión neta en el exterior

Las coberturas de inversiones netas de operaciones en el exterior se contabilizan de manera similar a las coberturas de flujos de efectivo. Cualquier ganancia o pérdida del instrumento de cobertura relacionada con la porción efectiva de la cobertura se reconoce en el patrimonio. La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva de la cobertura se reconoce inmediatamente en resultados como "otras ganancias/pérdidas, neto".

Las ganancias y pérdidas acumuladas en el patrimonio se transfieren al estado de resultados cuando la operación en el exterior se vende o se le da parcialmente de baja.

3.1.3 Deudas (Obligaciones financieras)

Las deudas se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción. Las deudas se registran posteriormente a su costo amortizado; cualquier diferencia entre los fondos recibidos (neto de los costos de la transacción) y el valor de redención se reconoce en el estado de resultados durante el período del préstamo usando el método de interés efectivo.

Los costos incurridos para obtener las deudas se reconocen como costos de la transacción en la medida que sea probable que una parte o toda la deuda se recibirá. En este caso los honorarios se difieren hasta que el préstamo se reciba. En la medida que no haya evidencia de que sea probable que una parte o toda la deuda se reciba, los honorarios se capitalizan como gastos pagados por anticipado por servicios para obtener liquidez y se amortizan en el período del préstamo con el que se relacionan.

Los préstamos se clasifican en el pasivo corriente a menos que la Compañía tenga el derecho incondicional de diferir el pago de la obligación por lo menos 12 meses contados desde la fecha del balance.

Los costos de deudas generales y específicas directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial para estar preparados para su uso o venta previstos, se añaden al costo de dichos activos, hasta el momento en que los activos estén sustancialmente preparados para su uso o venta. Los ingresos por inversiones obtenidos en la inversión temporal de recursos obtenidos de deudas específicas que aún no se han invertido en activos cualificados se deducen de los costos por intereses susceptibles de capitalización. Todos los demás costos de deudas son reconocidos en el estado de resultados en el período en el cual se incurren.

3.1.4 Activos Financieros y Pasivos Financieros con Partes Relacionadas

Los créditos y deudas con partes relacionadas se reconocen inicialmente por su valor razonable más los costos de transacción directamente atribuibles. Con posterioridad al reconocimiento inicial, estos créditos y deudas se miden por su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva. La amortización de la tasa de interés se reconoce en el estado de resultados como ingresos o costos financieros o como otros ingresos o gastos operativos, según cuál sea la naturaleza del activo o el pasivo que la origina.

3.1.5 Cuentas por pagar comerciales

Las cuentas por pagar comerciales son obligaciones de pago por bienes o servicios que se han adquirido de los proveedores en el curso ordinario de los negocios. Las cuentas por pagar se clasifican como pasivos corrientes, si el pago debe ser efectuado en un período de un año o menos (o en el ciclo normal de explotación de la empresa si es más largo). Si el pago debe ser efectuado en un período superior a un año se presentan como pasivos no corrientes.

Las cuentas por pagar comerciales se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente se remiden a su costo amortizado usando el método de interés efectivo.

3.1.6 Reconocimiento y medición

Compras y ventas convencionales de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, que es la fecha en la cual la Compañía se compromete a adquirir o vender el activo. Los activos financieros se dan de baja cuando los derechos a recibir flujos de efectivo han vencido o se han transferido y la Compañía ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad.

En el reconocimiento inicial, la Compañía valora los activos financieros a su valor razonable más, en el caso de un activo financiero que no se mide al valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición del activo financiero. Los costos de transacción de activos financieros que se miden a su valor razonable con cambios en resultados se contabilizan directamente en la cuenta de resultados.

Las ganancias o pérdidas de un instrumento de deuda que se valora posteriormente a su valor razonable y no es parte de una relación de cobertura se reconocen en los resultados y se presentan en el estado de resultados dentro de "otras (pérdidas) / ganancias - neto" en el período en que se producen.

Las ganancias o pérdidas de un instrumento de deuda que se valora posteriormente a su costo amortizado y no forma parte de una relación de cobertura se reconocen en los resultados del período cuando el activo financiero se da de baja o se deteriora y a través del proceso de amortización utilizando el método de interés efectivo.

Posteriormente, la Compañía mide todos los instrumentos de patrimonio a valor razonable. Cuando la Gerencia haya elegido presentar ganancias o pérdidas de valor razonable no realizadas y realizadas y pérdidas en instrumentos de patrimonio en otros resultados integrales, no pueden ser registradas las ganancias y pérdidas de valor razonable en los resultados del ejercicio. Los dividendos de los instrumentos de patrimonio son reconocidos en los resultados, siempre y cuando representen un retorno de la inversión.

La Compañía debe reclasificar todos los instrumentos de deuda afectados cuando, y sólo cuando su modelo de negocio para la gestión de los activos financieros cambie.

3.1.7 Compensación de instrumentos financieros

Activos y pasivos financieros se compensan y su monto neto se presenta en el estado de situación financiera cuando existe un derecho legalmente exigible de compensar los importes reconocidos y la Gerencia tenga la intención de liquidar la cantidad neta o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

3.1.8 Valores razonables

Los valores razonables de las inversiones con cotización bursátil se basan en su precio de cotización vigente. Si el mercado para un instrumento financiero no es activo (o el instrumento no cotiza en bolsa) la Compañía establece su valor razonable usando técnicas de valuación apropiadas a las circunstancias. Estas técnicas incluyen el uso de los valores observados en transacciones recientes efectuadas bajo los términos de libre competencia, la referencia a otros instrumentos que son sustancialmente similares, análisis de flujos de efectivo descontados y modelos de opciones haciendo máximo uso de información de mercado y depositando el mayor grado de confianza posible en información interna específica de la entidad.

3.2 Inventarios

Las existencias de inventarios incluyen los materiales sobre los que se han adquirido los riesgos y los beneficios típicos de la propiedad, en esta clasificación se encuentran materiales.

Los inventarios se muestran en el activo corriente en los estados financieros, incluso si se realizan después de 12 meses, en la medida en que se considera que pertenecen al ciclo de funcionamiento ordinario.

El costo de los inventarios está compuesto por el costo de compra, y todos los costos directa o indirectamente atribuibles al inventario por ejemplo: transporte, los derechos de aduana, seguros, impuestos indirectos no recuperables, etc. y neto de los descuentos, bonificaciones y primas de carácter comercial.

El costo se mide de acuerdo con el método “promedio ponderado”, que considera las unidades de un artículo comprado en diferentes fechas y a diferentes costos, pertenecientes a un conjunto en el que las compras individuales ya no son identificables, pero igualmente disponibles.

El costo medio ponderado debe incluir cargos adicionales por ejemplo: costos por fletes marítimos, gastos de aduanas, seguros, etc. imputables y que se refiere a las adquisiciones durante el período.

El costo de los inventarios puede no ser recuperable si los inventarios están dañados, si se encuentran parcial o totalmente obsoletos, o por baja rotación.

Los materiales obsoletos son entendidos como aquellos que no se espera que sean vendidos o utilizados en el ciclo de funcionamiento ordinario de la Compañía, tales como, por ejemplo, chatarra y materiales tecnológicamente fuera de fecha. Se considera como materiales de lento movimiento los excedentes a un nivel de stock que puede considerarse razonable, de acuerdo con el uso normal esperado en el ciclo de funcionamiento ordinario. Los inventarios obsoletos y de lento movimiento tienen la posibilidad de uso o realización, que algunos casos representan su valor como venta de chatarra.

Los elementos de inventario que son consumidos en mantenimientos afectan los resultados de la Compañía.

3.3 Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades discontinuadas

La Compañía clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta la propiedad, planta y equipo, los intangibles, las inversiones en asociadas, los negocios conjuntos y los grupos sujetos a desapropiación (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos asociados), para los cuales en la fecha de cierre del estado de situación financiera se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que es altamente probable.

Estos activos o grupos sujetos a ser desapropiados se llevan al menor entre el importe el libros y el valor razonable menos los costos hasta la venta, y dejan de amortizarse desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta y los componentes de los grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta se presentan en el estado de situación financiera de la siguiente forma: Los activos en una única línea denominada "Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta" y los pasivos también en una única línea denominada "Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta".

A su vez, la Compañía considera actividades discontinuadas a las líneas de negocio significativas y separables que se han vendido o se han dispuesto de ellas por otra vía o bien que reúnen las condiciones para ser clasificadas como mantenidas para la venta, incluyendo, en su caso, aquellos otros activos que junto con la línea de negocio forman parte del mismo plan de venta. Así mismo, se consideran actividades discontinuadas aquellas entidades adquiridas exclusivamente con la finalidad de revenderlas.

Los resultados después de impuestos de las actividades discontinuadas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada "Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas".

A la fecha de presentación de estos estados financieros de propósito especial la Compañía no posee activos no corrientes mantenidos para la venta ni actividades discontinuadas.

3.4 Inversiones en subsidiarias

Una subsidiaria es una entidad controlada por la Compañía, el control existe cuando se tiene el poder para dirigir las actividades relevantes de la subsidiaria, que generalmente son las actividades de operación y financiación con el propósito de obtener beneficios de sus actividades y está expuesta, o tiene derecho, a los rendimientos variables de ésta.

Las inversiones en subsidiarias se miden al costo en los estados financieros individuales de la Compañía. Los dividendos recibidos de las subsidiarias, se reconocen como ingreso en el estado de resultados cuando se establece el derecho de la Compañía a recibir el pago, que es generalmente cuando los accionistas decretan el dividendo, excepto cuando el dividendo represente una recuperación del costo de la inversión.

3.5 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

Una asociada es una entidad sobre la cual la Compañía posee influencia significativa sobre las decisiones de política financiera y de operación, sin llegar a tener control o control conjunto.

Se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que la Sociedad ejerce control gracias al acuerdo con terceros y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control. Los acuerdos conjuntos se clasifican en:

Negocio conjunto: Es una entidad que la Compañía controla de forma conjunta con otros participantes, donde éstos mantienen un acuerdo contractual que establece el control conjunto sobre las actividades relevantes de la entidad; las partes tienen derecho a los activos netos de la entidad. En la fecha de adquisición, el exceso del costo de adquisición sobre la participación en el valor razonable neto de los activos identificables, pasivos y pasivos contingentes asumidos de la asociada o negocio conjunto, se reconoce como crédito mercantil. El crédito mercantil se incluye en el valor en libros de la inversión, no se amortiza y se somete individualmente a pruebas de deterioro de su valor.

Operación conjunta: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo.

La compañía actualmente tiene acuerdos conjuntos del tipo operación controlada conjuntamente representados en fideicomisos. Un operador conjunto reconocerá en relación con su participación en una operación conjunta: (a) sus activos, incluyendo su participación en los activos mantenidos conjuntamente; (b) sus pasivos, incluyendo su participación en los pasivos incurridos conjuntamente; (c) sus ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta de su participación en el producto que surge de la operación conjunta; (d) su participación en los ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta del producto que realiza la operación conjunta; y (e) sus gastos, incluyendo su participación en los gastos incurridos conjuntamente.

A la fecha de emisión de los estados financieros la Compañía no tiene registrado ningún crédito mercantil generado en inversiones en asociadas y acuerdos conjuntos.

Las inversiones en asociadas o negocios conjuntos se miden en los estados financieros individuales al costo, para el caso del acuerdo conjunto del tipo de operación controlada conjuntamente representados en fideicomisos se mide a valor razonable.

3.6 Activos Intangibles

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran al costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores se explican en la política de deterioro de valor de los activos.

(a) Gastos de investigación y desarrollo

La Compañía sigue la política de registrar como activo intangible en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo, siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas. Los gastos de investigación se reconocen directamente en los resultados del ejercicio.

(b) Otros activos intangibles

Estos activos corresponden fundamentalmente a programas informáticos y derechos. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por el costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran al costo neto de la correspondiente amortización acumulada y las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Las vidas utilizadas para la amortización son:

Concepto	Años de vida útil estimada		
	diciembre 2015	diciembre 2014	enero 2014
Estudios y proyectos	1	1	1
Licencias	3	3	3
Software	3	3	3
Derechos *	50	50	50

(*) Hacen referencia a los derechos que la Compañía tiene registrada para obtener el usufructo del mayor caudal de agua útil proveniente de los proyectos Chingaza y Río Blanco. Su amortización se reconoce por el método de línea recta.

3.7 Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, planta y equipo se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los costos por intereses generales y específicos que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que necesariamente requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar preparados para el uso previsto o la venta, se añaden al costo de esos activos, hasta que llega el momento en que los activos están sustancialmente preparados para el uso que se pretende o la venta. La Compañía define período sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión.
 - Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso.
 - Los desembolsos futuros a los que la Compañía deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. La Compañía revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.
 - Son componentes de propiedad, planta y equipo las piezas de repuesto cuando cumplen con las características de reconocimiento de los activos, estas piezas no hacen parte del inventario de materiales

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba, es decir cuando se encuentran disponibles para su uso y en las condiciones previstas por la gerencia.

Los costos de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad, eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor costo de los correspondientes bienes.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien, o su capacidad económica, se registran como mayor valor de los respectivos bienes, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación, se registran directamente en el estado de resultados como costo del período en que se incurrían.

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

La Compañía, con base al resultado de las pruebas de deterioro considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

La propiedad, planta y equipo, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que la Compañía espera utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan periódicamente y, si procede, se ajusta en forma prospectiva. A la fecha de presentación de estos estados financieros de propósito especial, la Compañía no considera significativo el valor residual de sus activos fijos.

Las siguientes son las principales clases de propiedad, planta y equipo junto a sus respectivas vidas útiles estimadas:

Clases de propiedad, planta y equipo	Años de vida útil estimada		
	diciembre 2015	diciembre 2014	enero 2014
Construcciones y edificaciones	68	67	69
Planta, ductos y túneles	75	70	70
Maquinaria y equipo	19	19	20
Equipo de comunicación	11	11	12
Muebles, enseres y equipo de oficina	9	9	9
Equipo de computación	5	5	5
Equipo de transporte, tracción y elevación	6	6	5

En el último trimestre del año 2013 la Compañía realizó, la revisión de su estructura de activos fijos con el fin de efectuar la apertura de sus sistemas en activos específicos, así como la actualización de la vida útil remanente. Como resultado de este proyecto se realizó en marzo de 2014 la apertura de los activos fijos en el sistema financiero, recalculando la depreciación a enero de 2014.

La Compañía definió que los predios inundados ubicados en las centrales de generación hidráulica son depreciables porque no tienen un uso específico luego de la finalización de la vida útil de la central, por lo anterior su costo se deprecia dentro de la línea de plantas, ductos y túneles a 75 años. Así mismo se definió que a partir de las exigencias ambientales del proyecto El Quimbo existe una obligación de desmantelamiento para la casa de maquinas 50 años después de la entrada en operación, para lo cual la compañía registro en sus estados financieros la correspondiente provisión por desmantelamiento a valor presente (ver nota 15 provisiones).

El exceso de la depreciación fiscal sobre la contable genera un efecto tributario que se registra como un impuesto diferido pasivo. La Compañía adicionalmente ha constituido una reserva en el patrimonio equivalente al 70% del mayor valor de depreciación solicitado fiscalmente, de conformidad con el artículo 130 del Estatuto Tributario.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de propiedad, planta y equipo se reconocen como otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta, el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondiente

3.8 Deterioro de los activos**(a) Activos no financieros (excepto inventarios y activos por impuestos diferidos).**

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación de la propiedad, planta y equipo, de la plusvalía, y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Compañía en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, la Compañía prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estas proyecciones cubren, en general, los próximos diez años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector que se trate. Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio.

En el caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro "Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)" del estado de resultados. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en ejercicios anteriores, son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su monto recuperable, aumentando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el ajuste contable. En el caso de la plusvalía, los ajustes contables que se hubieran realizado no son reversibles.

(b) Activos financieros

La Compañía evalúa al final de cada ejercicio si existe evidencia objetiva sobre el deterioro del valor de un activo financiero o grupo de activos financieros medidos al costo amortizado. Un activo financiero o un grupo de activos financieros está deteriorado y las pérdidas por deterioro del valor han sido incurridas, si existe evidencia objetiva del deterioro como resultado de uno o más eventos que hayan ocurrido después del reconocimiento inicial del activo (un "evento de pérdida") y que el evento de pérdida (o eventos) tiene un impacto en los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero o grupo de activos financieros que pueden calcularse de manera confiable.

Para determinar la necesidad de realizar un ajuste por deterioro en los activos financieros, se sigue el siguiente procedimiento:

- 1) Los activos que tienen origen comercial, la Compañía tiene definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, que se aplica con carácter general, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad.

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

La Compañía efectuó un análisis con base en la naturaleza, deterioro y comportamiento de pago por tipo de cartera estableciendo lo siguiente:

Cartera de Energía y Gas

% Deterioro	Clase de cartera y antigüedad
100%	<p>Cartera con antigüedad superior a 360 días en mora</p> <p>Se realizará un proceso individual de evaluación mensual a la cartera de energía y gas mayor a 30 días, con base en la evidencia objetiva, que tiene en cuenta información observable de nuestros clientes como:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Evaluación Anual de Factor de Riesgo Crédito (frc): índice que busca reflejar la capacidad de un cliente a responder con sus obligaciones de pago. Esta evaluación mide el riesgo de crédito que corresponde a la posibilidad de incumplimiento o incapacidad de pago de una contraparte. Se determina mediante una evaluación de antecedentes financieros, contables y de desempeño de la contraparte. 2. Garantías en poder de la sociedad, 3. Admisión en procesos como concordato, acuerdo de reestructuración, de reorganización, causales de disolución por pérdidas o liquidación privada, obligatoria o judicial 4. Procesos jurídicos, demandas instauradas, conceptos de abogados, etc. 5. Resoluciones o actos administrativos de entes regulatorios, que resuelvan y obliguen a la Compañía a congelar los cobros. <p>Con base en el análisis efectuado anteriormente se determinara el porcentaje a provisionar</p>
Porcentaje determinado de acuerdo al análisis	

Otros deudores

Los siguientes porcentajes de provisión serán aplicados a la cartera de otros deudores de la Compañía:

Provisión	Antigüedad
100%	Cartera mayor a 360 días

Adicionalmente a los porcentajes establecidos previamente para cada negocio, se pueden presentar casos especiales que indiquen la incobrabilidad de la cartera, los mismos serán evaluados por el área responsable estableciendo el tratamiento que se debe aplicar.

El castigo de cartera se reconocerá cuando se tenga la certeza jurídica o material de la pérdida de la deuda. Para que proceda este castigo debe demostrarse la insolvencia de los deudores, la falta de garantías reales o cualquier otra causa que demuestre la irrecuperabilidad de la deuda.

2) Para el caso de los saldos a cobrar con origen financiero, la determinación del deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, sin que a la fecha de emisión de estos estados financieros existan activos financieros vencidos por monto significativo que no tengan origen comercial.

3.9 Arrendamiento

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, la Compañía analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el cumplimiento del contrato depende del uso de un activo específico y si el acuerdo transfiere el derecho de uso del activo. Si se cumplen ambas condiciones, se separa al inicio del contrato, en función de sus valores razonables, los pagos y contraprestaciones relativos al arrendamiento, de los correspondientes al resto de elementos incorporados al acuerdo.

Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

Los arrendamientos financieros en los que la Compañía actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo monto e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, si éste fuera menor. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre gasto financiero y reducción de la deuda. El gasto financiero se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. El activo se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, las cuotas se reconocen como gasto en caso de ser arrendatario, y como ingreso en caso de ser arrendador, de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

3.10 Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para la Compañía, cuyo monto y momento de cancelación son inciertos, se registran en el estado de situación financiera como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que la Compañía tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, sobre las consecuencias del suceso en el que traen su causa y son reestimadas en cada cierre contable posterior.

Como parte de las provisiones, la Compañía incluye la mejor estimación de los riesgos por litigios civiles y laborales, por lo que no se espera que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados; dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar una fecha cierta de cancelación de la obligación estimada. Al evaluar la probabilidad de pérdida se debe considerar la evidencia disponible, la jurisprudencia y la evaluación de jurídica.

Los riesgos por litigios civiles y laborales que se consideran eventuales se revelan en las notas a los estados financieros

Un activo contingente se da por la ocurrencia, o la no ocurrencia, de uno o más eventos inciertos en el futuro, que no están enteramente bajo el control de la entidad. Se revela cuando sea probable la entrada de beneficios; si la realización del ingreso es prácticamente cierta, se reconoce en los estados financieros. La compañía se abstendrá de reconocer cualquier activo de carácter contingente.

3.11 Impuestos

Comprende el valor de los gravámenes de carácter general obligatorio a favor del Estado y a cargo de la Compañía, por concepto de las liquidaciones privadas que se determinan sobre las bases impositivas del período fiscal, de acuerdo con las normas tributarias del orden nacional y territorial que rigen en los sitios donde opera la Compañía.

3.11.1 Impuesto a las ganancias del período, impuesto de renta para la equidad (CREE) e impuesto diferido

El gasto por impuesto a las ganancias del período, comprende el impuesto sobre la renta, impuesto de renta para la equidad (CREE), la sobretasa del CREE, y el impuesto diferido; que resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén vigentes cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del período sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

La provisión para impuesto sobre la renta se calcula a la tasa oficial a 31 de diciembre de 2015 a la tarifa del 39% a (esta tasa incluye tanto el impuesto de renta del 25% como el impuesto para la equidad CREE y sobretasa del 14%), por el método de causación y se determina con base en la utilidad comercial con el objeto de relacionar adecuadamente los ingresos del período con sus costos y gastos correspondientes, y se registra por el monto del pasivo estimado.

La Ley 1739 de 2014 modificó la tarifa del impuesto de renta para la equidad (CREE) a partir del año gravable 2016, pasando del 8% al 9% de manera indefinida, la cual recae sobre las utilidades gravables obtenidas durante cada año; adicionalmente, la misma ley estableció la sobretasa al CREE del 5%, 6%, 8% y 9% por los años 2015, 2016, 2017 y 2018, respectivamente.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

- a) No es una combinación de negocios y;
- b) en el momento en que fue realizada no afectó ni a la ganancia contable ni a la ganancia (pérdida) tributaria.

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales la Compañía pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

El efecto de las diferencias temporales que impliquen el pago de un menor o mayor impuesto sobre la renta en el año corriente, se contabiliza como impuesto diferido crédito o débito respectivamente a las tasas de impuestos vigentes cuando se reviertan las diferencias (40% para el año 2016, 42% para el año 2017, 43% para el año 2018 y 34% en los años siguientes), siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán en el futuro y además para el activo, que en ese momento se generará suficiente renta gravable

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en resultados o en rubros de Patrimonio Total en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro "Gasto por impuestos a las ganancias", salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos tributarios específicos, registrándose en este caso como subvenciones.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, con objeto de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con el resultado del citado análisis.

El impuesto sobre la renta se presenta neto, luego de deducir los anticipos pagados y las retenciones en la fuente a favor.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se presentan en forma neta en el estado de situación financiera, si se tiene el derecho legalmente exigible de compensar activos por impuestos corrientes contra pasivos por impuestos corrientes, y sólo si estos impuestos diferidos se relacionan con impuestos sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal.

3.11.2 Impuesto a la riqueza

La Ley 1739 de diciembre de 2014 creó el impuesto a la riqueza por los años 2015 a 2017 para las personas jurídicas. El impuesto se determina a la tarifa del 1,15%, 1% y 0,4% para los años 2015, 2016 y 2017, respectivamente, para patrimonios superiores a \$5.000.000; y se calcula anualmente sobre el patrimonio líquido a 1º de enero de cada año gravable disminuido en \$5.000.000.

La obligación legal del impuesto a la riqueza se causa para los contribuyentes que sean personas jurídicas el 1 de enero de 2015, 2016 y 2017.

En enero de 2015 la Compañía reconoció el pasivo por el impuesto correspondiente al 2015 con afectación al estado de resultados.

3.11.3 Impuesto al patrimonio

La Ley 1370 de diciembre de 2009 estableció un nuevo impuesto al patrimonio por el año gravable 2011, con tarifa del 2,4% para los contribuyentes con patrimonio fiscal superior a \$3.000.000 y menor a \$5.000.000, y del 4,8% para contribuyentes con patrimonio igual o superior a \$5.000.000.

Posteriormente, el Decreto 4825 de diciembre de 2010 estableció una sobretasa al impuesto al patrimonio, del 25% para los contribuyentes con patrimonio igual o superior a \$3.000.000.

Este impuesto se causó sobre el patrimonio poseído al 1º de enero de 2011 y su pago se efectuó en ocho cuotas iguales entre los años 2011 y 2014. (Ver nota 2.3, numeral b, nota h)

3.11.4 Impuesto a las ventas

La generación de energía eléctrica no está gravada con el impuesto a las ventas (IVA), el tratamiento del impuesto a las ventas (IVA), en las compras de bienes y servicios son registrados como mayor valor del costo o gasto.

3.12 Beneficios a empleados

(a) Pensiones

La Compañía tiene compromisos por pensiones, tanto de prestación definida como de aportación definida, que están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones. Para los planes de prestación definida, la Compañía registra el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados, a la fecha de los estados financieros, se cuenta con estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada; los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones, son reconocidos inmediatamente, los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas. La compañía no posee activos afectos a estos planes.

(b) Otras obligaciones posteriores a la relación laboral

La Compañía otorga a sus empleados retirados por pensión, beneficios de auxilio educativo, auxilio de energía y auxilio de salud. El derecho a los beneficios mencionados depende generalmente de que el empleado hubiese trabajado hasta la edad de retiro. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo usando una metodología semejante a la de los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en otros resultados integrales en el período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan anualmente o cuando la casa matriz lo requiera, por actuarios independientes y calificados.

La retroactividad de las cesantías, consideradas como beneficios post empleo, se liquida a aquellos trabajadores pertenecientes al régimen laboral anterior a la Ley 50 de 1990 y que no se acogieron al cambio de régimen, se liquida esta prestación social por todo el tiempo laborado con base en el último salario devengado. (En este último caso sólo a un número reducido de trabajadores y las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan al otro resultado integral.

La Compañía implementó un plan de retiro voluntario que dentro de sus beneficios contempla una renta temporal para los empleados que se acogieron al mismo y que les falta menos de diez años para tener derecho a la pensión por vejez; el beneficio consiste en el pago mensual entre el 70% y el 90% del salario de una prestación económica, desde el momento de la terminación del contrato de trabajo por mutuo acuerdo y hasta cuatro (4) meses después de que el trabajador cumpla el requisito de edad establecido a la fecha en la Ley para acceder a la pensión de vejez (62 años hombres, 57 años mujeres), estos pagos se harán mediante los recursos colocados por la Compañía en una cuenta de un fondo privado y asignados a cada empleado que se acogió al plan; se le ha dado el tratamiento de un beneficio post empleo dado que es responsabilidad de la Compañía suministrar los recursos adicionales que se requieran al fondo para cubrir esta obligación ó recibir el reintegro en caso de haber excedentes. La obligación por el beneficio definido se calcula por actuarios independientes usando el método de unidad de crédito proyectado.

(c) Beneficios de largo plazo

La Compañía reconoce a sus empleados activos beneficios asociados a su tiempo de servicio, como son los quinquenios. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo, usando una metodología semejante a la que se usa para los planes de beneficios definidos.

Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en el resultado del período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan anualmente o cuando la matriz lo requiera, por actuarios independientes calificados.

(d) Beneficios por créditos a empleados

La Compañía concede a sus empleados créditos a tasas inferiores a las de mercado, razón por la cual, se calcula el valor presente de los mismos descontando los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada, con cargo a las cuentas por cobrar. El beneficio se amortiza durante la vida del préstamo como mayor valor de los gastos por personal y las cuentas por cobrar se actualizan al costo amortizando reflejando su efecto financiero en el estado de resultados.

3.13 Estimación del valor razonable

El valor razonable de un activo o pasivo se define como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición.

La medición a valor razonable asume que la transacción para vender un activo o transferir un pasivo tiene lugar en el mercado principal, es decir, el mercado de mayor volumen y nivel de actividad para el activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso al cual tenga acceso la entidad, es decir, el mercado que maximiza la cantidad que sería recibido para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagado para transferir el pasivo.

Para la determinación del valor razonable, la Compañía utiliza las técnicas de valoración entre las que se destacan las utilizadas para las obligaciones financieras que se registran al valor razonable en el momento de su desembolso, como contractualmente se han definido, de acuerdo a un mercado activo para pasivos con características similares; en ambos casos (activos y pasivos) con los datos suficientes para realizar la medición, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración, los activos y pasivos medidos a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles:

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos;

Nivel 2: Datos de entrada diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas, como por ejemplo "Bloomberg"; y

Nivel 3: Datos de entrada para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (datos de entrada no observables).

Al medir el valor razonable la Compañía tiene en cuenta las características del activo o pasivo, en particular:

- Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso;

- Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la Compañía;
- En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

3.14 Conversión de moneda extranjera

1. Moneda funcional y moneda de presentación

Las partidas incluidas en los estados financieros se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera (Pesos colombianos).

Los estados financieros son presentados en “Pesos Colombianos” que a la vez es la moneda funcional y la moneda de presentación de la Compañía. Sus cifras están expresadas en miles de pesos colombianos, excepto la utilidad neta por acción y la tasa representativa del mercado que se expresan en pesos colombianos, y las divisas (por ejemplo dólares, euros, libras esterlinas etc.) que se expresan en unidades.

2. Transacciones y saldos

Las operaciones que realiza la sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el ejercicio, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados.

Asimismo, al cierre de cada ejercicio, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de cambio al 1 de enero de 2014, 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2015 de \$1.918,62, \$2.392,46 y \$3.149,47 por US\$1 y \$2.662,11, \$2.910,67 y \$3.437,64 por Euro.

3.15 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

La Compañía presenta en su Estado de Situación Financiera los activos y pasivos clasificados en corrientes y no corrientes, una vez excluidos los activos disponibles para la venta al igual que los pasivos disponibles para la venta; el efectivo y los equivalentes de efectivo son clasificados como corrientes, ya que se pretenden realizar, vender o consumir durante el ciclo normal de las operaciones de la Compañía o dentro de los siguientes 12 meses después del período del que se informa, todos los demás activos son clasificados como no corrientes. Los pasivos corrientes son los que la Compañía espera liquidar dentro del ciclo normal de operación o dentro de los siguientes 12 meses después del período del que se informa, todos los demás pasivos se clasifican como no corrientes.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como activos y pasivos no corrientes, en todos los casos.

3.16 Reconocimiento de ingresos

Los ingresos se imputan en función del criterio del devengo.

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias de la Compañía durante el ejercicio, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio total que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad. Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos y se imputan en función del criterio del devengo.

Se siguen los siguientes criterios para su reconocimiento:

Los ingresos de la actividad de generación proceden fundamentalmente de las ventas de energía a través de contratos bilaterales al mercado regulado y no regulado, de la bolsa de energía, del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC por sus siglas en inglés) y del cargo por confiabilidad. Los ingresos originados por la venta de energía son reconocidos en el mes en que la energía es entregada, independientemente de la fecha en que se elabora la factura. Por lo anterior, al final de cada mes se registran como ingresos estimados las ventas de energía aún no facturadas.

Así mismo para el negocio de comercialización de gas, se reconocen los ingresos en el mes en que es entregado al cliente final independiente del mes en que es facturado.

La Compañía registra por el monto neto los contratos de compra o venta de elementos no financieros que se liquidan por el neto en efectivo o en otro instrumento financiero. Los contratos que se han celebrado y se mantienen con el objetivo de recibir o entregar dichos elementos no financieros, se registran de acuerdo con los términos contractuales de la compra, venta o requerimientos de utilización esperados por la entidad.

Las ganancias o pérdidas procedentes de cambios en el valor razonable de la categoría de «activos financieros a valor razonable con cambios en resultados» se presentan en la cuenta de resultados dentro de otras (pérdidas)/ganancias - netas en el período en que se originaron.

Los ingresos por dividendos de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen en la cuenta de resultados como parte de otros ingresos cuando se establece el derecho de la Compañía a recibir los pagos. Los cambios en el valor razonable de títulos monetarios y no monetarios clasificados como disponibles para venta se reconocen en el otro resultado integral.

Los ingresos (gastos) por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el período de devengo correspondiente.

3.17 Reconocimiento de costos y gastos

La Compañía reconoce sus costos y gastos en la medida en que ocurran los hechos económicos en forma tal que queden registrados sistemáticamente en el período contable correspondiente, independiente del flujo de recursos monetarios o financieros. Los gastos están conformados por las erogaciones que no clasifican para ser registradas como costo o como inversión.

Dentro de los costos se incluyen las compras de energía, combustibles, costos de personal o terceros directamente relacionados con la venta o prestación de servicios, depreciaciones, amortizaciones, entre otros.

Dentro de los gastos se incluyen el mantenimiento de los activos, costos del sistema de transmisión, impuestos, servicios públicos, entre otros. Todos ellos incurridos por los procesos responsables de la venta o prestación de los servicios.

Se incluyen como inversión, aquellos costos directamente relacionados con la formación o adquisición de un activo que requiere un período sustancial de tiempo para ponerlo en condiciones de utilización y venta. Se capitalizan como construcciones en curso costos de personal directamente relacionado con la construcción de proyectos, costos por intereses de la deuda destinada a financiar proyectos y costos de mantenimientos mayores que aumentan la vida útil de activos existentes, entre otros.

3.18 Capital social

Las acciones comunes con o sin dividendo preferente se clasifican en el patrimonio.

Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones u opciones se muestran en el patrimonio como una deducción del monto recibido neto de impuestos

3.19 Reservas

Se registran como reservas las apropiaciones autorizadas por la Asamblea General de Accionistas, con cargo a los resultados del año para el cumplimiento de disposiciones legales o para cubrir los planes de expansión o necesidades de financiamiento.

Las disposiciones legales que contemplan la constitución de reservas aplicables a la Compañía son las siguientes:

- Artículo 130 del Estatuto Tributario que contempla la apropiación de las utilidades netas equivalente al 70% del mayor valor de la depreciación fiscal sobre la depreciación contable, calculada bajo normas contables locales. Esta reserva se puede liberar en la medida en que las depreciaciones posteriormente contabilizadas, excedan las solicitadas anualmente para efectos tributarios, o se vendan los activos que generaron el mayor valor deducido.
- El Código de Comercio exige a la Compañía a apropiarse el 10% de sus utilidades netas anuales determinadas bajo las normas contables locales como reserva legal hasta que el saldo de esta reserva sea equivalente al 50% del capital suscrito. La reserva legal obligatoria no es distributable antes de la liquidación de la Empresa, pero puede utilizarse para absorber o reducir pérdidas netas anuales. Son de libre disponibilidad para los accionistas los saldos de la reserva en exceso del 50% del capital suscrito.

3.20 Utilidad por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia neta del período atribuible a los accionistas de la Compañía y el número promedio ponderado de acciones ordinarias de las mismas en circulación durante dicho período, una vez efectuada la apropiación de los dividendos preferentes correspondientes a 20.952.601 acciones al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. Los dividendos preferentes tienen un valor de US\$0,1107 por acción.

3.21 Distribución de dividendos

Las leyes mercantiles de Colombia establecen que, una vez efectuadas las apropiaciones para la reserva legal, reserva estatutaria u otras reservas y el pago de impuestos, se distribuirá el remanente entre los accionistas, de acuerdo con el proyecto de distribución de acciones presentado por la administración de la Compañía y aprobado por la Asamblea General, El pago del dividendo se hará en dinero efectivo, en las épocas que acuerde la Asamblea General al decretarlo y a quien tenga la calidad de accionista al tiempo de hacerse exigible cada pago.

Cuando corresponda absorber pérdidas, estas se enjugarán con las reservas que hayan sido destinadas especialmente para ese propósito y, en su defecto, con la reserva legal. Las reservas cuya finalidad fuere la de absorber determinadas pérdidas no se podrán emplear para cubrir otras distintas, salvo que así lo decida la Asamblea General.

Al cierre de ejercicio se determina el monto de la obligación con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro "cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar" y en el rubro "cuentas por pagar a entidades relacionadas", según corresponda, con cargo al patrimonio total. Los dividendos provisorios y definitivos, se registran como menor "patrimonio total" en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en primera instancia por la Junta Directiva de la Compañía, en segunda instancia la Asamblea General Ordinaria de Accionistas.

3.22 Segmentos de operación

Un segmento de operación es un componente de una entidad:

- que desarrolla actividades de negocio de las que puede obtener ingresos de las actividades ordinarias e incurrir en gastos (incluidos los ingresos de las actividades ordinarias y los gastos por transacciones con otros componentes de la misma entidad).
- cuyos resultados de operación son revisados de forma regular por la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación de la entidad, para decidir sobre los recursos que deben asignarse al segmento y evaluar su rendimiento; y
- sobre el cual se dispone de información financiera diferenciada.

La Compañía para todos sus efectos, de acuerdo a los lineamientos de la NIIF 8 cuenta con un solo segmento de operación asociado al negocio de energía; sin embargo la Compañía está iniciando operaciones en el negocio de gas, pero a la fecha el monto de las transacciones de esta línea de negocio no es representativo, por lo tanto no se considera como un segmento independiente.

4. Efectivo y equivalentes de efectivo

	Al 31 de diciembre de 2015	Al 31 de diciembre de 2014	Al 1 de enero de 2014
Saldos en bancos	\$ 180.481.092	\$ 326.682.498	\$ 281.176.729
Depósitos a corto plazo (1)	60.000.000	539.782.551	548.945.661
Otro Efectivo y equivalentes al efectivo (2)	58.684.245	14.241.069	7.117.538
Efectivo en caja	13.175	23.244	23.938
	\$ 299.178.512	\$ 880.729.362	\$ 837.263.866

El detalle equivalente en pesos por tipo de moneda del saldo anterior es el siguiente:

Detalle por Moneda	Al 31 de diciembre de 2015	Al 31 de diciembre de 2014	Al 1 de enero de 2014
Pesos Colombianos	\$ 298.685.853	\$ 879.401.440	\$ 837.216.700
Dólares Americanos	491.149	1.319.564	37.628
Euros	1.510	8.358	9.538
	\$ 299.178.512	\$ 880.729.362	\$ 837.263.866

(1) Al 31 de diciembre de 2015 la compañía cuenta con los siguientes CDT's con vencimiento inferior a 90 días:

Banco	Monto	Tasa	Días	Inicio	Vencimiento
Corbanca	60.000.000	6,55%	89	23-dic-15	22-mar-16

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

(2) Los encargos fiduciarios y carteras colectivas corresponden principalmente:

Entidad Financiera	Al 31 de diciembre de 2015	Al 31 de diciembre de 2014	Al 1 de enero de 2014
Cartera colectiva QB (*)	\$ 47.645.756	\$ -	\$ -
Corredores Asociados	10.888.352	8.090.279	1.954
Corredores Asociados Derivex	101.570	-	-
BBVA Fiduciaria	32.103	204.215	-
Fondo Abierto Allianz	7.465	4.629	-
Fiduciaria Bogotá	3.426	1.799	3.961
Fondo de Inversión Fonval	3.368	5.938.944	7.060.722
Fiduciaria Corficolombiana	2.205	1.203	972
Fondo de Inversión Allianz	-	-	49.929
	\$ 58.684.245	\$ 14.241.069	\$ 7.117.538

(*) Cartera constituida para atender las obligaciones de construcción de la vía perimetral para la zona de influencia de la central El Quimbo

Al 31 de diciembre de 2015, la Compañía cuenta con \$4.403.766 en líneas de crédito autorizadas no utilizadas de manera conjunta con Codensa y reasignables entre las dos compañías, respecto de las cuales, en caso de requerirse, las entidades financieras realizarán una actualización de las condiciones para su aprobación y desembolso. Adicionalmente, se tiene aprobada una línea de crédito Intercompañía con Codensa por USD\$100 millones para propósitos generales de la Compañía o de hasta US\$300 millones para respaldar necesidades del proyecto hidroeléctrico El Quimbo.

Al 31 de diciembre de 2015 no existen restricciones ni limitaciones al uso del efectivo reflejado en los estados financieros.

5. Otros activos financieros

	Al 31 de diciembre de 2015		Al 31 de diciembre de 2014		Al 1 de enero de 2014	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Fideicomisos(1)	\$ 12.102.749	\$ -	\$ 6.685.296	\$ -	\$ 6.570.602	\$ -
Instrumentos derivados de cobertura y No cobertura (2)	1.180.802	-	2.796.491	-	217.049	-
Otros activos	101.572	-	3.047.699	-	2.213.016	-
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (3)	-	2.740.235	-	4.593.316	-	4.596.597
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento (4)	-	-	77.464.998	-	-	36.081
	\$ 13.385.123	\$ 2.740.235	\$ 89.994.484	\$ 4.593.316	\$ 9.000.667	\$ 4.632.678

(1) Al 31 de diciembre de 2015 el valor de los fideicomisos corresponde principalmente a :

Fideicomisos	Al 31 de diciembre de 2015	Al 31 de diciembre de 2014	Al 1 de enero de 2014
Fideicomisos Embalse Tominé	\$ 7.199.474	\$ 1.490.303	\$ 630.340
Fideicomisos Proyecto Quimbo	3.860.454	4.935.043	5.181.222
Fideicomisos Embalse Muña	1.042.821	259.950	759.040
	\$ 12.102.749	\$ 6.685.296	\$ 6.570.602

El saldo al 31 de diciembre de 2015 corresponde principalmente a los fideicomisos con la entidad BBVA FIDUCIARIA, por \$8.202.943, distribuidos así: fideicomiso No 31636 por \$1.450.407, fideicomiso No 31555 por \$5.738.106 y el fideicomiso No 31683 por \$1.014.430 destinados a la administración, operación, mantenimiento y mejoramiento del Embalse de Tominé y Muña de conformidad con lo impuesto por resolución expedida por la CAR, acuerdo conjunto con la Empresa de Energía de Bogotá S.A E.S.P. Así mismo el fideicomiso proyecto

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

Quimbo se constituyó para atender compromisos derivados de la construcción de la central hidroeléctrica El Quimbo.

Los fideicomisos existentes en la Compañía tienen una destinación específica y respaldan obligaciones contratadas en proyectos clave para el negocio, que aclaran su destinación.

(2) La compañía a 31 de diciembre de 2015 tiene constituido cuatro (4) derivados con valoración activa para las obligaciones contraídas en moneda extranjera con el Banco de Crédito del Perú así:

Tipo	Subyacente	Factor de riesgo	Nocional activo	Moneda	Tasa fijada	MTM	Interés derivado	MTM + Int
SWAP	Cobertura Deuda equiv 30 MUSD	Tipo de cambio	\$ 97.020	PEN	\$ 957,70	\$ -	\$ 505.338	\$ 505.338
SWAP	Cobertura Deuda equiv 20 MUSD	Tipo de cambio	64.550	PEN	947,51	-	249.759	249.759
SWAP	Cobertura Deuda equiv 15 MUSD	Tipo de cambio	50.385	PEN	924,23	367.372	56.344	423.716
SWAP	WHT deuda equiv 15 MUSD	Tipo de cambio	413	PEN	924,23	1.989	-	1.989
						\$ 369.361	\$ 811.441	\$ 1.180.802

(3) Las inversiones financieras en sociedades no cotizadas son:

Títulos Participativos en Acciones	Actividad Económica	Acciones Ordinarias	% Participación	Valor 31/12/15	Valor 31/12/14	Valor 1/1/14
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Energía	109.353.394	0,22%	2.740.235	4.593.316	4.596.597

Al 31 de diciembre de 2015, las pérdidas derivadas de la inversión en Electricaribe S.A E.S.P como resultado de la valoración por el método de los múltiplos se registraron en otros resultados integrales por (\$1.853.059). El valor de las pérdidas es transferido directamente a las ganancias acumuladas y no se reclasificaran al resultado del período equivalente.

(4) Al 31 de diciembre de 2015, la Compañía no posee CDT's que vencen en un plazo superior a tres meses desde su fecha de adquisición.

6. Otros activos no financieros

	Al 31 de diciembre de 2015		Al 31 de diciembre de 2014		Al 1 de enero de 2014	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Gastos pagados por anticipado(1)	\$ 20.372.850	\$ -	\$ 16.728.110	\$ -	\$ 13.149.913	\$ -
Cuentas por cobrar aseguradoras (2)	15.773.152	-	-	-	-	-
Otros deudores (3)	18.233.710	-	10.259.608	-	10.868.232	4.302.859
Anticipos para adquisición de bienes (4)	10.602.627	-	5.920.782	-	1.788.659	-
Cuentas por cobrar empleados (5)	364.046	4.864.712	390.479	4.220.180	356.509	-
	\$ 65.346.385	\$ 4.864.712	\$ 33.298.979	\$ 4.220.180	\$ 26.163.313	\$ 4.302.859

(1) Los gastos pagados por anticipado corresponden a:

	Al 31 de diciembre de 2015		Al 31 de diciembre de 2014		Al 1 de enero de 2014	
Póliza todo riesgo	\$	19.256.421	\$	14.439.286	\$	12.320.410
Póliza ALOP (El Quimbo)		-		1.431.844		-
Póliza responsabilidad civil		1.106.382		825.447		707.207
Póliza flota y equipo de transporte		-		-		4.550
		20.362.803		16.696.577		13.032.167
Otros (Medicina pre-pagada)		10.047		31.533		117.746
	\$	20.372.850	\$	16.728.110	\$	13.149.913

El saldo de los gastos pagados por anticipado, corresponde principalmente a la póliza de todo riesgo y responsabilidad civil cuya cobertura comprende noviembre de 2015 a octubre de 2016.

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

(2) Al 31 de diciembre de 2015 las cuentas por cobrar a aseguradoras corresponden principalmente al segundo anticipo de la indemnización por el deslizamiento del dique en la Hidroeléctrica de El Quimbo por \$15.747.350 (USD \$5.000.000).

(3) Al 31 de diciembre de 2015 los otros deudores están compuestos principalmente por:

(a) La cuenta por cobrar al Ministerio de Hacienda por concepto de los pagos realizados por la Compañía, producto de los fallos en contra de Betania correspondiente a los procesos vigentes en la fecha del contrato de compraventa de acciones, por \$2.178.621.

(b) Cuenta por cobrar por concepto de corrección en la liquidación de la ley 99 /1993 por \$799.701.

(c) Cuenta por cobrar a Petróleos del Milenio producto del acuerdo comercial de descuento por compra de volúmenes de combustible por \$8.578.525.

Al 31 de diciembre de 2014 los otros deudores están compuestos principalmente por:

a. La cuenta por cobrar al Ministerio de Hacienda por concepto de los pagos realizados por la Compañía, producto de los fallos en contra de Betania correspondiente a los procesos vigentes en la fecha del contrato de compraventa de acciones, por \$2.203.777

b. Cuenta por cobrar por concepto de corrección en la liquidación de la ley 99 /1993 por \$1.251.427

Al 1 de enero de 2014 los otros deudores están compuestos principalmente por:

a. La cuenta por cobrar al Ministerio de Hacienda por concepto de los pagos realizados por la Compañía, producto de los fallos en contra de Betania correspondiente a los procesos vigentes en la fecha del contrato de compraventa de acciones, por \$3.536.782

b. Cuenta por cobrar por concepto de retención en la fuente no descontada por la compra de activos fijos a Termocartagena S.A ESP por \$393.000

Dentro del saldo de los otros deudores para los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, está incluido el saldo a favor generado en la declaración de renta 2003 por \$5.549.564, que fue solicitado a la DIAN. En la actualidad el proceso se encuentra en primera instancia en el Tribunal Administrativo del Huila y de acuerdo con el abogado responsable de su gestión, tiene un porcentaje de éxito del 75%.

(4) Los anticipos para adquisición de bienes están compuestos por:

a. Anticipos para adquisición de bienes en moneda nacional:

	Al 31 de diciembre de 2015	Al 31 de diciembre de 2014	Al 1 de enero de 2014
Depósitos en garantía XM	\$ 4.938.396	\$ 418.665	\$ 564.166
Diferencia en cambio no realizada	4.122.670	1.574.768	7.009
Vansolix S A En reestructuración	676.830	598.167	792.167
P Van Der Wegen Gears	427.301	-	-
Pegasus Bleng International	148.101	-	-
Almaviva S.A.	147.654	-	-
Agencia de Aduanas Suppla S.A.S.I	61.504	-	-
Otros	59.158	56.127	35.100
Siemens S.A.	21.013	136.856	-
Agencia de Aduanas Continental	-	746.685	-
Fundación Codesarrollo	-	-	290.217
Dyprotec Power S A S Empresa	-	1.924.000	-
Efigas Gas Natural S A E S P	-	465.514	-
Municipio de Ubalá	-	-	100.000
	\$ 10.602.627	\$ 5.920.782	\$ 1.788.659

(5) Los préstamos otorgados a empleados se adjudican con tasas entre el 0% y el 7%, razón por la cual, la Compañía descuenta los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada, y amortizándolos durante la vida del préstamo.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar

	Al 31 diciembre de 2015		Al 31 de diciembre de 2014		Al 1 de enero de 2014	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Cuentas comerciales, bruto (1)	\$ 295.324.951	\$ -	\$ 209.187.798	\$ -	\$ 172.720.523	\$ -
Cartera financiada comercial, bruto (2)	32.392.377	-	-	-	-	-
Otras cuentas por cobrar, bruto (3)	4.789.095	8.686.009	4.918.695	8.542.695	28.764.457	8.599.436
Cartera financiada empleados, bruto	775.396	-	698.500	-	600.037	-
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	333.281.819	8.686.009	214.804.993	8.542.695	202.085.017	8.599.436
Provisión de deterioro cuentas comerciales	(3.546.893)	-	(3.394.742)	-	(1.140.164)	-
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar	(2.111.024)	-	(1.820.647)	-	(1.889.750)	-
Total provisión por deterioro	(5.657.917)	-	(5.215.389)	-	(3.029.914)	-
Cuentas comerciales, neto (*)	291.778.058	-	205.793.056	-	171.580.359	-
Cartera financiada, neto (*)	32.392.377	-	-	-	-	-
Otras cuentas por cobrar, neto	2.152.538	8.686.009	2.946.462	8.542.695	26.061.313	8.599.436
Cartera financiada empleados, neto	775.396	-	698.500	-	600.037	-
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 327.623.902	\$ 8.686.009	\$ 209.589.604	\$ 8.542.695	\$ 199.055.103	\$ 8.599.436

(*) La cartera de generación y transmisión y la cartera financiada, presenta el siguiente esquema durante cada período:

Al 31 de diciembre de 2015, la composición de las cuentas comerciales y cartera financiada es la siguiente:

Cartera de generación y transmisión al 31 dic./15	Cartera vigente	Cartera vencida		Total cartera corriente
		1-180 días	>360 días	
Cuentas comerciales, bruto	\$ 319.880.015	\$ 5.336.665	\$ 2.500.648	\$ 327.717.328
- Grandes clientes	279.252.601	5.336.665	2.500.648	287.089.914
- Clientes institucionales	8.235.037	-	-	8.235.037
- Otros	32.392.377	-	-	32.392.377
- Provisión deterioro	-	(1.046.245)	(2.500.648)	(3.546.893)
Cuentas Comerciales y Cartera Financiada, neto	\$ 319.880.015	\$ 4.290.420	\$ -	\$ 324.170.435

Al 31 de diciembre de 2014, la composición de las cuentas comerciales es la siguiente:

Cartera de generación y transmisión al 31 dic./14	Cartera Vigente	Cartera Vencida		Total Cartera Corriente
		1-180 días	>360 días	
Cuentas comerciales, bruto	\$ 205.018.706	\$ 774.350	\$ 3.394.742	\$ 209.187.798
- Grandes clientes	197.765.596	774.350	3.394.742	201.934.688
- Clientes institucionales	7.253.110	-	-	7.253.110
- Otros	-	-	-	-
- Provisión deterioro	-	-	(3.394.742)	(3.394.742)
Cuentas Comerciales y Cartera Financiada, neto	\$ 205.018.706	\$ 774.350	\$ -	\$ 205.793.056

Al 1 de enero de 2014, la composición de las cuentas comerciales es la siguiente:

Cartera de generación y transmisión al 1 ene/14	Cartera Vigente	Cartera Vencida		Total Cartera Corriente
		1-180 días	>360 días	
Cuentas Comerciales, bruto	\$ 169.106.784	\$ 2.473.575	\$ 1.140.164	\$ 172.720.523
Grandes clientes	167.672.115	2.473.575	1.140.164	171.285.854
Clientes institucionales	1.080.089	-	-	1.080.089
Otros	354.580	-	-	354.580
Provisión deterioro	-	-	(1.140.164)	(1.140.164)
Cuentas Comerciales y Cartera Financiada, neto	\$ 169.106.784	\$ 2.473.575	\$ -	\$ 171.580.359

1) La variación de la cartera comercial corresponde principalmente a:

- a) Al 31 de diciembre de 2015 la variación corresponde principalmente al aumento de la cartera del mercado mayorista para los clientes: Electrificadora del Caribe por \$8.850.896; Compañía Energética del Tolima por \$8.387.346; Electrificadora del Huila por \$7.863.635; Centrales Eléctricas del Norte de Santander por \$7.022.526; Isagen por \$4.187.232; Empresa de Energía de Boyacá por \$3.371.466; adicionalmente, una mayor estimación en las ventas de energía por facturar por \$55.439.763, generada por el aumento de los precios en bolsa, el mercado mayorista y el número de contrato de ventas en firme.

El pasado 27 de octubre de 2015, la Comisión Reguladora de Energía y Gas, CREG, emite la Resolución 178 "Por la cual establece las medidas para garantizar la prestación del servicio público de energía eléctrica ante la ocurrencia de situaciones extraordinarias que lo ponen en riesgo", esta Resolución busca recuperar una parte del costo no cubierto por el precio de escasez en las plantas generadoras de energía térmica que operen con combustible líquido, con el fin de asegurar su operación durante la condición crítica, la Compañía como generador y operando con la Central Cartagena bajo estas condiciones, desde el día 4 de noviembre manifiesta a este ente regulador acogerse a la opción contemplada en la resolución, dejando una cartera real por \$10.792.717 por la generación de la central en noviembre y una cartera estimada para diciembre por \$6.542.655.

- b) Al 31 de diciembre de 2014 la variación corresponde principalmente al aumento de la cartera del mercado mayorista para los clientes: Isagen por \$6.213.312; Electrificadora del Meta por \$4.776.347; Compañía Energética del Tolima por \$2.933.457; Empresa de Energía del Casanare por \$2.033.908 e Impregilo por \$1.349.215; adicionalmente, una mayor estimación en las ventas de energía por facturar por \$16.122.829 generada por el aumento del número de contratos de venta en firme.

2) Al 31 de diciembre de 2015 la cartera financiada comercial corresponde a la reclasificación de la cartera comercial correspondiente a los contratos de suministro de Energía No.EDCC-111-2012 y EDCC-154-201, celebrados con el cliente del mercado mayorista, Electrificadora del Caribe S.A ESP, que por dificultades internas de flujo de caja, acuerda ampliar el pago de la facturas al primer día del tercer mes inmediatamente siguiente al mes del consumo y por el cual se causará un interés del 6% efectivo anual, reconocidos como ingresos financieros, la Compañía clasifica esta cartera como cartera financiada.

3) Otras cuentas por cobrar:

- a) Al 31 de diciembre de 2015 se ha mantenido constante el saldo de las otras cuentas por cobrar y corresponden principalmente a la cartera de empleados

- b) Al 31 de diciembre de 2014 la variación corresponde principalmente a:

En junio de 2014, el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público cancelaron la obligación a favor de la Compañía por \$28.024.267, la cual correspondía a la indemnización y los intereses originados en el fallo del proceso de negociación de Betania.

Deterioro de cartera

Los movimientos de la provisión por deterioro de cuentas comerciales corrientes y otras cuentas por cobrar son los siguientes:

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro al 31 diciembre de 2015	
Saldo al 1 de enero de 2014	\$ 3.029.914
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	2.760.070
Montos castigados	(574.596)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	\$ 5.215.388
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	457.493
Montos castigados	(14.964)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	\$ 5.657.917

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores.

Para el cierre del 2015, la Compañía registró una provisión por análisis individual por \$1.036.754 correspondiente a la deuda del agente generador Termocandelaria S.C.A ESP, con el operador del sistema XM Compañía de Expertos en Mercado S.A E.S.P, el total de la deuda asciende a \$4.263.329.

Garantías otorgadas por los deudores:

Para los clientes de energía y gas dependiendo del resultado de la evaluación de riesgos crediticio y la decisión final de las líneas de negocio, cuando es necesario se respalda la cartera con un título valor.

8. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas

Las participaciones que la Compañía posee en otras entidades asociadas y subsidiarias se registran siguiendo el método del costo de acuerdo a la política definida (*Ver nota 3.4 y 3.5*).

El detalle de las inversiones reconocidas bajo el método del costo son:

Títulos Participativos en Acciones	Actividad Económica	Relación	Acciones Ordinarias	% Participación	Valor 31/12/15	Valor 31/12/14	Valor 1/1/14
Sociedad Portuaria							
Central Cartagena S.A.	Servicios Portuarios	Subsidiaria	55.071	95,95	\$5.507	\$ 5.507	\$ 5.507
Emgesa Panamá (1)	Energía	Subsidiaria		100,00	46.572	46.572	17.981
					\$ 52.079	\$ 52.079	\$ 23.488

(1) En febrero de 2014 la Compañía realizó una capitalización a Emgesa Panamá por USD \$10.000 equivalente a \$28.591 para incrementar el capital de trabajo.

9. Saldos y transacciones con partes relacionadas

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

Nombre Empresa Relacionada	Relación	País de Origen	Tipo de Transacción	Al 31 de diciembre de 2015		Al 31 de diciembre de 2014		Al 1 de enero de 2014	
				Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Codensa (1)	Vinculado	Colombia	Venta de Energía	\$ 26.663.641	\$ -	\$29.537.819	\$ -	\$46.219.269	\$ -
Codensa	Vinculado	Colombia	Otros servicios	184.624	-	109.158	-	76.003	-
EEC (1)	Vinculado	Colombia	Venta de Energía	1.397.221	-	1.021.562	-	3.434.638	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (2)	Filial	Colombia	Prtmos x pagar/cobrar a emp del grupo	-	1.005.483	-	939.996	-	1.116.574
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Filial	Colombia	Otros servicios	120.547	-	117.070	-	-	-
Endesa Energía (3)	Vinculado	Chile	Otros servicios	2.204	-	-	-	-	-
Enersis (3)	Matriz	Chile	Otros servicios	24.176	-	-	-	-	-
Enel Green Power Colombia (4)	Vinculado	Colombia	Otros servicios	4.375.000	-	-	-	-	-
EEB	(*)	Colombia	Otros servicios	525.532	-	418.880	-	813.395	-
Total				\$ 33.292.945	\$ 1.005.483	\$ 31.204.489	\$ 939.996	\$ 50.543.305	\$ 1.116.574

(*) La Empresa de Energía de Bogotá es accionista de la Compañía (Ver nota 20)

- (1) Corresponde a la cartera estimada de ventas de energía
- (2) Corresponde a los créditos Intercompañía a largo plazo, los cuales fueron pactados a 7 años; estos créditos se realizaron para cubrir obligaciones con el Instituto Nacional de Concesiones – INCO hoy Agencia Nacional de Infraestructura - ANI y proveedores
- (3) Corresponde a la provisión por los costos del personal expatriado en España y Chile.
- (4) Corresponde a la venta de activos asociada al proyecto de generación de energía eólica.

Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Nombre Empresa Relacionada	País de origen	Relación	Tipo de transacción	Al 31 de diciembre de 2015		Al 31 de diciembre de 2014		Al 1 de enero de 2014	
				Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Codensa (1)	Colombia	Vinculado	Compra de energía	\$ 9.133.840	\$ -	\$ 8.191.465	\$ -	\$ 8.204.704	\$ -
Codensa	Colombia	Vinculado	Otros servicios	93.249	-	233.674	-	161.838	-
EEC (2)	Colombia	Vinculado	Compra de energía	624.273	-	500.422	-	400.083	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Colombia	Filial	Otros servicios	195.413	-	27.366	-	48.252	-
Endesa Chile (3)	Chile	Vinculado	Dividendos	49.976.502	-	280.161.979	-	52.643.983	-
Endesa Chile (4)	Chile	Vinculado	Otros servicios	314.723	-	-	-	-	-
Enel Latinoamérica S.A (4)	España	Vinculado	Otros servicios	183.018	-	-	-	-	-
Enel Iberoamerica	Italia	Vinculado	Otros servicios	211.901	-	31.230	-	-	-
Enel Produzione Spa (4)	Italia	Vinculado	Otros servicios	824.621	-	-	-	-	-
Enel Ingegneria & Ricerca Spa	Italia	Vinculado	Otros servicios	862.848	-	516.062	-	413.928	-
Enersis (3)	Chile	Matriz	Dividendos	40.182.866	-	225.260.088	-	42.327.614	-
Enersis (4)	Chile	Matriz	Otros servicios	132.471	-	-	-	-	-
Fundacion Endesa Colombia	Colombia	Vinculado	Donación	-	-	-	-	368.000	-
EEB	Colombia	(*)	Otros servicios	47.345	-	45.677	-	134.662	-
EEB (3)	Colombia	(*)	Dividendos	97.751.172	-	540.207.500	-	100.910.749	-
Total				\$ 200.534.242	\$ -	\$ 1.055.175.463	\$ -	\$ 205.613.813	\$ -

(*) La Empresa de Energía de Bogotá es accionista de la Compañía (Ver nota 20)

- (1) El saldo se compone de los estimados de peajes, sistema de transmisión regional (STR), Sistema de distribución local (SDL) y facturación energía.
- (2) Corresponde a facturación por áreas de distribución (ADD's) a octubre \$240.617 y el estimado en compra de energía \$383.656
- (3) Corresponde a los dividendos por pagar decretados.
- (4) Provisión por los costos del personal expatriado de España, Italia y Chile en Colombia.

Transacciones más significativas y el efecto correspondiente en resultados:

Compañía	Concepto de la Transacción	Al 31 de diciembre de 2015	Al 31 de diciembre de 2014
Ingresos			
Codensa S.A. E.S.P.	Venta de Energía	\$ 291.633.327	\$ 373.635.755
	Otros Servicios	408.517	393.749
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	Venta de Activos Fijos	99.573	-
	Venta de Energía	17.793.092	11.320.649
Enel Green Power Colombia	Venta de Activos Fijos	4.375.000	-
EEB	Servicios de Operación	448.681	862.268
Endesa Chile	Otros Servicios	228.234	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena	Operación e intereses	174.336	179.198
Enel Ingeniería E Ricerca S.P.A	Diferencia en cambio	127.212	838
Enersis S.A	Otros Servicios	24.176	-
	Diferencia en cambio	4.259	-
Enel Iberoamérica	Diferencia en cambio	4.817	-
Enel Latinoamérica	Diferencia en cambio	3.108	-
Endesa Energía	Otros Servicios	2.204	-
	Diferencia en cambio	475	-
		\$ 315.327.011	\$ 386.392.457
Costos y gastos			
Codensa S.A. E.S.P.	Transporte de energía	106.745.607	95.794.010
	Energía y alumbrado	590.134	511.703
	Gastos financieros	54.335	605.984
	Otros Servicios	8.338	5.888
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	Transporte de energía	4.517.464	3.697.731
	Energía y alumbrado	572	501
EEB	Otros Servicios	985.025	-
Enel Ingeniería E Ricerca S.P.A	Otros Servicios	862.848	590.555
	Diferencia en cambio	19.109	6.038
Enel Produzione Spa	Otros servicios	824.621	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Gestión y operación	571.557	551.376
Enel Latinoamérica	Otros servicios	373.825	-
Junta Directiva	Honorarios	260.782	247.460
Enel Iberoamérica	Servicios Informáticos	247.511	183.457
	Diferencia en cambio	1.610	2.109
Endesa Chile	Otros servicios	215.487	-
Enersis S.A	Otros Servicios	84.120	-
Endesa Energía	Otros servicios	28.887	-
	Diferencia en cambio	261	-
		\$ 116.392.093	\$ 102.196.812

Las ventas y compras entre partes relacionadas se realizan en condiciones equivalentes a las que existen para transacciones entre partes independientes.

Junta Directiva y personal clave de la Gerencia

Junta Directiva

La Compañía cuenta con una Junta Directiva compuesta por siete (7) miembros principales, cada uno de ellos con un suplente personal, elegidos por la Asamblea General de Accionistas mediante el sistema de cuociente electoral. Mientras la sociedad tenga la calidad de emisor de valores, el 25% de los miembros de la Junta Directiva serán independientes en los términos de ley. La designación de miembros de la Junta Directiva se hará para períodos de dos (2) años, pueden ser reelegidos indefinidamente y sin perjuicio de la facultad de la Asamblea de Accionistas de removerlos libremente en cualquier momento.

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

La Junta Directiva vigente a 31 de diciembre de 2015 fue elegida en la Asamblea Ordinaria General de Accionistas de fecha 25 de marzo de 2015. La Sociedad designará un Presidente que será elegido por la Junta Directiva entre sus miembros para un período determinado, el cual podrá ser reelegido indefinidamente o removido libremente antes del vencimiento del período. Así mismo, la Junta Directiva tendrá un Secretario, quién podrá ser miembro o no de la Junta. La designación del Presidente de la Junta Directiva se aprobó por dicho órgano social en sesión del 26 de mayo de 2015. El Secretario de la Junta Directiva fue designado en sesión del 11 de noviembre de 2008.

Conforme a lo establecido en el Artículo 55 de los estatutos sociales, es función de la Asamblea General de Accionistas fijar la remuneración de los miembros de la Junta Directiva. La remuneración vigente a 31 de diciembre de 2015 es de USD\$1.000, después de impuestos, por asistencia a cada sesión de la Junta Directiva, aprobada por la Asamblea General de Accionistas en sesión ordinaria del 25 de marzo de 2015

A continuación se presentan los honorarios pagados a la Junta Directiva:

Tercero	al 31 de diciembre de 2015	al 31 de diciembre de 2014
Rubio Díaz Lucio	\$ 37.594	\$ 29.771
Vargas Lleras Jose Antonio	37.594	29.974
Bonilla Gonzalez Ricardo	37.594	23.163
Roa Barragán Ricardo	34.768	29.629
Lafaurie Luisa Fernanda	31.446	32.083
Riga Bruno	25.974	-
Herrera Lozano Jose Alejandro	20.558	6.738
Maldonado Copello Maria Mercedes	17.035	7.579
Gutierrez Medina Fernando	8.494	2.454
Lopez Valderrama Andres	3.436	-
Jimenez Rodriguez Diana Marcela	3.126	-
Torres Macías Alvaro	2.825	-
Galindo Vélez Joaquín	-	11.095
Moreno Restrepo Ernesto	-	4.712
Serrano Rueda Omar	-	6.550
Fonseca Arenas Sandra Stella	-	19.949
Pardo Juan Manuel	-	2.110
Villarreal Navarro Julio Ernesto	-	4.364
Luna Cabrera Carlos	-	2.312
Total general	\$ 260.444	\$ 212.483

Personal clave de la Gerencia

A continuación se relaciona el personal clave de la Gerencia:

Nombre	Cargo
Bruno Riga	Gerente General Emgesa
Lucio Rubio Díaz	Director General Colombia

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Gerencia por el período de doce meses entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2015 ascienden a \$1.910.656, incluye salarios y beneficios a corto plazo de los cuales el más representativo corresponde al bono anual por cumplimiento de objetivos.

	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015	
Remuneraciones	\$	1.726.481
Beneficios a corto plazo		184.175
	\$	1.910.656

Planes de incentivos al personal clave de la Gerencia

La Compañía tiene para sus ejecutivos un bono anual por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a la Compañía. Estos bonos corresponden a un determinado número de remuneraciones brutas mensuales. Al 31 de diciembre de 2015 la Compañía no cuenta con beneficios de pagos basados en acciones al personal clave de la gerencia ni a constituido garantías a favor de los mismos.

10. Inventarios

	Al 31 de diciembre de 2015	Al 31 de diciembre de 2014	Al 1 de enero de 2014
Fuel oil (*)	\$ 12.206.531	\$ 20.279.004	\$ 29.503.141
Carbón (*)	10.994.370	17.045.029	16.591.844
Elementos y accesorios (1)	11.361.974	11.093.636	12.141.647
Total Inventarios	\$ 34.562.875	\$ 48.417.669	\$ 58.236.632

(*) Corresponde a los inventarios de combustibles utilizados por las plantas de generación térmica para la puesta en operación.. Durante 2015, la disminución en los niveles hidrológicos producto del fenómeno del niño originaron una mayor demanda de energía generada con combustibles por lo cual, la Compañía registró mayores consumos en Fuel Oil y Carbón. Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2015, buscando la eficiencia operativa del negocio, la Compañía mantiene la mínima cantidad de stock de inventarios.

1) Los elementos y accesorios están compuestos:

	Al 31 de diciembre de 2015	Al 31 de diciembre de 2014	Al 1 de enero de 2014
Repuestos y materiales (a)	\$ 11.644.519	\$ 11.918.822	\$ 12.997.654
Provisión de Materiales (b)	(282.545)	(825.186)	(856.007)
Total Otros Inventarios	\$ 11.361.974	\$ 11.093.636	\$ 12.141.647

- Los repuestos y materiales corresponden a elementos que serán utilizados en las reparaciones y/o mantenimientos de las plantas, de acuerdo al plan de mantenimiento definido por el área de producción.
- Al 31 de diciembre de 2015, los inventarios tienen una provisión de obsolescencia por \$282.545 para ser utilizada durante el período 2016. La variación respecto a 2014 es resultado de los procesos de depuración de inventarios realizado en años anteriores.

11. Activos intangibles distintos de la plusvalía

Activos Intangibles	Al 31 de diciembre de 2015	Al 31 de diciembre de 2014	Al 1 de enero de 2014
Derechos (1)	\$ 54.961.578	\$ 57.143.427	\$ 44.530.692
Costos de desarrollo (2)	25.729.367	22.228.774	27.077.935
Patentes, marcas registradas y otros derechos (3)	4.634.553	5.939.950	6.708.155
Programas informáticos	1.190.334	853.122	1.916.642
Otros activos intangibles identificables	3.103.281	3.218.984	10.029.052
<i>Construcciones y avances de obras</i>	2.690.832	2.806.535	-
<i>Otros recursos intangibles</i>	412.449	412.449	10.029.052
Activos intangibles, neto	\$ 89.619.113	\$ 89.384.257	\$ 90.262.476
<i>Costo</i>			
Derechos (1)	78.664.639	78.664.639	62.748.414
Costos de desarrollo (2)	35.636.887	32.136.293	27.303.556
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	11.363.839	10.443.688	9.480.035
<i>Licencias (3)</i>	11.363.839	10.443.688	9.480.035
Programas Informáticos	11.795.593	10.368.918	9.998.890
Otros Activos Intangibles Identificables	6.560.246	6.675.949	13.486.016
<i>Construcciones y avances de obras</i>	2.690.832	2.806.535	-
<i>Otros recursos intangibles</i>	3.869.414	3.869.414	13.486.016
Activos Intangibles, Bruto	\$ 144.021.204	\$ 138.289.487	\$ 123.016.911
<i>Amortización</i>			
Derechos (1)	(23.703.061)	(21.521.212)	(18.217.722)
Costos de desarrollo (2)	(9.907.520)	(9.907.520)	(225.620)
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos (3)	(6.729.286)	(4.503.738)	(2.771.879)
Programas Informáticos	(10.605.259)	(9.515.796)	(8.082.250)
Otros Activos Intangibles Identificables	(3.456.965)	(3.456.964)	(3.456.964)
Amortización Acumulada de Activos Intangibles	\$ (54.402.091)	\$ (48.905.230)	\$ (32.754.435)

- 1) La Compañía reconoció como intangible las erogaciones para obtener el usufructo del mayor caudal de agua útil, proveniente de los proyectos Chingaza y Rio Blanco para la producción de la central Pagua. El saldo al 31 de diciembre de 2015 incluye el costo por \$65.364.594. La amortización se reconoce por el método de línea recta en un período de 50 años, con un valor acumulado de \$20.832.306.

Dentro de este rubro también se clasifica la prima de estabilidad jurídica para el proyecto Quimbo por \$13.300.045, con una amortización acumulada a 31 de diciembre 2015 por \$2.870.757. Esta prima tiene una vida útil de 20 años de acuerdo a la vigencia de los beneficios tributarios.

- 2) Corresponde principalmente a los costos asociados a proyectos de expansión; Guaicaramo por \$392.513 Sumapáz por \$4.672.396, Campohermoso por \$3.021.523, Termocésar por \$459.225, Termosantander por \$232.050, Canoas por \$610.127 y otros proyectos en plantas menores por \$130.695, que iniciarán su amortización cuando se encuentren en etapa productiva. La amortización incluye principalmente proyectos llevados al gasto; Conversión Termocartagena por \$6.930.045, Costos de Energías alternativas por \$655.899, Sumapáz por \$614.440, Guaicaramo por \$568.356, Termosinifaná por \$402.780, Cuenca oriente por \$78.853, Oporapa por \$16.268, Chapasia por \$2.359, y Guaitiquia por \$1.458.
- 3) Corresponde principalmente a desarrollos para el sistema SIE2000A por \$4.873.075.

La composición y movimientos del activo intangible es la siguiente:

Movimientos en activos intangibles al 31 de diciembre de 2015	Costos de Desarrollo	Derechos	Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos		Otros Activos Intangibles Identificables		Activos Intangibles
			Licencias	Programas Informáticos	Construcciones y avances de obras	Otros recursos intangibles	
Saldo Inicial 01/Ene/15	\$ 22.228.774	\$ 57.143.427	\$ 5.939.950	\$ 853.122	\$ 2.806.535	\$ 412.449	\$ 89.384.257
Movimientos en activos intangibles							
Adiciones	17.547.695	-	897.324	1.449.502	-	-	19.894.521
Trasposos	-	-	22.829	(22.829)	-	-	-
Retiros (*)	(3.982.898)	-	-	-	(172.244)	-	(4.155.142)
Amortización (ver nota 25)	-	(2.181.849)	(2.225.550)	(1.089.461)	-	-	(5.496.860)
Otros incrementos (disminuciones)	(10.064.204)	-	-	-	56.541	-	(10.007.663)
Total movimientos en activos intangibles identificables	3.500.593	(2.181.849)	(1.305.397)	337.212	(115.703)	-	234.856
Saldo Final 31/dic/15	\$ 25.729.367	\$ 54.961.578	\$ 4.634.553	\$ 1.190.334	\$ 2.690.832	\$ 412.449	\$ 89.619.113

(*) En el mes de octubre de 2015 la Compañía vendió a Enel Green Power Colombia S.A.S (EGP) el proyecto de energía eólica, ubicado en diferentes zonas dentro del territorio nacional.

Movimientos en activos intangibles al 31 de diciembre de 2014	Costos de Desarrollo	Derechos	Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos		Otros Activos Intangibles Identificables		Activos Intangibles
			Licencias	Programas Informáticos	Construcciones y avances de obras	Otros recursos intangibles	
Saldo Inicial 01/ene/14	\$27.077.935	\$ 44.530.692	\$ 6.708.155	\$ 1.916.642	\$ -	\$ 10.029.052	\$ 90.262.476
Movimientos en activos intangibles							
Adiciones	6.976.459	6.299.623	982.511	351.168	2.793.495	-	17.403.256
Trasposos	-	-	(18.858)	18.858	-	-	-
Retiros (*)	(398.484)	-	-	-	-	-	(398.484)
Amortización (ver nota 25)	(9.681.899)	(3.303.490)	(2.150.411)	(1.014.991)	-	-	(16.150.791)
Otros incrementos (disminuciones)	(1.745.237)	9.616.602	418.553	(418.555)	13.040	(9.616.603)	(1.732.200)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(4.849.161)	12.612.735	(768.205)	(1.063.520)	2.806.535	(9.616.603)	(878.219)
Saldo Final 31/dic/14	\$ 22.228.774	\$ 57.143.427	\$ 5.939.950	\$ 853.122	\$ 2.806.535	\$ 412.449	\$ 89.384.257

12. Propiedades, planta y equipo

	Al 31 de diciembre de 2015	Al 31 de diciembre de 2014	Al 1 de enero de 2014
Plantas y equipos (1)	\$ 7.381.204.499	\$ 4.150.784.806	\$ 4.218.211.179
Construcción en curso (2)	155.875.063	2.424.862.644	1.604.094.344
Terrenos	275.680.415	51.314.209	55.875.295
Edificios	44.442.206	47.629.060	45.315.572
Instalaciones fijas y otras	20.448.137	23.335.737	24.599.998
Arrendamientos financieros (3)	581.767	425.057	32.760
Propiedades, plantas y equipos, neto	\$ 7.878.232.087	\$ 6.698.351.513	\$ 5.948.129.148
Plantas y equipos	10.070.657.112	6.721.183.181	6.662.809.448
Plantas de generación hidroeléctrica	9.353.656.298	6.063.489.834	6.023.695.331
Plantas de generación termoeléctrica	717.000.813	657.693.347	639.114.117
Construcción en curso	155.875.063	2.424.862.644	1.604.669.344
Terrenos	275.680.415	51.314.209	55.875.295
Edificios	75.275.642	76.432.276	71.594.169
Instalaciones fijas y otras	84.840.935	84.578.743	81.799.575
Instalaciones fijas y accesorios	34.786.551	34.030.785	32.433.845
Otros instalaciones	50.054.384	50.547.958	49.365.730
Arrendamientos financieros	707.522	457.898	32.841
Propiedades, plantas y equipos, bruto	\$ 10.663.036.689	\$ 9.358.828.951	\$ 8.476.780.672
Plantas y equipos	(2.689.452.613)	(2.570.398.375)	(2.445.173.269)
Plantas de generación hidroeléctrica	(2.435.458.478)	(2.339.555.638)	(2.238.400.850)
Plantas de generación termoeléctrica	(253.994.134)	(230.842.737)	(206.772.419)
Instalaciones fijas y otras	(64.392.798)	(61.243.006)	(57.199.577)
Instalaciones fijas y accesorios	(25.802.141)	(24.510.227)	(23.147.685)
Otros instalaciones	(38.590.657)	(36.732.779)	(34.051.892)
Edificios	(30.833.436)	(28.803.216)	(26.278.597)
Arrendamientos financieros	(125.755)	(32.841)	(81)
Depreciación acumulada	\$ (2.784.804.602)	\$ (2.660.477.438)	\$ (2.528.651.524)

El rubro plantas y equipos está compuesto de la siguiente manera:

Central	A 31 de diciembre de 2015		
	Costo bruto	Dep. acumulada	Costo neto
CH. Quimbo (*)	3.249.591.149	(6.332.192)	3.243.258.957
CH. Guavio	3.193.674.992	(1.005.205.076)	2.188.469.916
CH. Betania	1.873.658.954	(911.348.562)	962.310.392
CT. Termozipa	544.834.578	(189.219.728)	355.614.850
CH. Paraiso	392.900.333	(212.371.979)	180.528.354
CH. Guaca	368.449.875	(180.711.019)	187.738.856
CT. Cartagena	172.166.235	(64.774.406)	107.391.829
CH. Muña 3	123.440.202	(71.115.388)	52.324.814
CH. Darío Valencia	50.004.647	(16.804.663)	33.199.984
CH. Canoas	24.066.958	(63.809)	24.003.149
CH. Salto 2	19.530.434	(6.088.646)	13.441.788
CH. Charquito	18.482.825	(7.306.375)	11.176.450
CH. Laguneta	11.149.558	(3.896.734)	7.252.824
CH. Tequendama	10.466.741	(3.896.734)	6.570.007
CH. El Limonar	6.781.401	(4.870.917)	1.910.484
CH. Muña 2	3.395.377	(2.435.458)	959.919
CH. Salto 1	2.375.829	(88.376)	2.287.453
CH. La Tinta	2.095.219	(974.183)	1.121.036
CH. Muña 1	1.945.561	(1.217.729)	727.832
CH. San Antonio	1.272.097	(487.092)	785.005
CH. La Junca	374.147	(243.547)	130.600
TOTAL	10.070.657.112	(2.689.452.613)	7.381.204.499

(*) El proyecto hidroeléctrico el Quimbo está situado en el departamento del Huila, sur de Colombia, entre las cordilleras central y oriental, a 70 km al sur de Neiva, en el río magdalena. Su área de influencia abarca los importantes municipios de Gigante, Garzón, El Agrado, Altamira, Paicol y Tesalia. Entró en operación a mediados de noviembre de 2015 y cuenta con capacidad instalada de 400 MW, generada por dos turbinas, la cual se estima que se puede lograr una

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

generación media de energía de 2.216 GWh/año, con un embalse que tendrá un volumen útil de 1.824 hm³ y un área inundada de 8.250 hectáreas aproximadamente.

Corresponde a las inversiones efectuadas por la Compañía en las diferentes plantas, los principales activos en construcción son mejoras, reposiciones y modernizaciones de las siguientes centrales:

Proyecto	Al 31 de diciembre de 2015
CT. Termozipa	\$ 37.996.565
CT. Cartagena	24.364.333
CH. Quimbo (*)	17.400.809
CH. Laguneta	16.468.149
CT. Betania	12.563.105
CH. Guaca	12.209.773
CH. Guavio	12.045.675
CH. Paraíso	7.371.466
Otros proyectos	3.711.078
CH. Dario Valencia	3.420.388
CH. Muña 3	2.996.508
CH. Salto 2	1.813.959
CH. El Limonar	1.336.708
CH. Tequendama	1.155.189
CH. Charquito	438.196
CH. La Tinta	243.851
CH. San Antonio	199.076
CH. Muña 2	140.235
Total general	\$ 155.875.063

CH- Central Hidroeléctrica CT- Central Termoeléctrica

(*) Aunque el proyecto El Quimbo entró en operación aun se encuentra en construcción obras adicionales, una de ellas es la culminación del pie de presa.

La composición y movimientos del rubro propiedad, planta y equipo es:

Movimiento en propiedad, planta y equipo al 31 de diciembre de 2015	Plantas y Equipos			Instalaciones Fijas y accesorios				Arrendamientos Financieros	Propiedades, Planta y Equipo
	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas de Generación Hidroeléctrica	Plantas de Generación Termoeléctrica	Instalaciones Fijas y accesorios	Otros Instalaciones		
Saldo Inicial 1/ene/2015	\$ 2.424.862.644	\$ 51.314.209	\$ 47.629.060	\$ 3.723.934.196	\$ 426.850.610	\$ 9.520.558	\$ 13.815.179	\$ 425.057	\$ 6.698.351.513
Movimiento en propiedad, planta y equipo									
Adiciones	1.113.657.176	213.508.113	529.146	339.119	247.224	85.369	672.103	282.466	1.329.320.716
Trasposos	(3.392.708.961)	10.858.093	876.594	3.314.351.823	65.336.204	735.743	550.504	-	-
Retiros	-	-	(2.851)	(786.220)	-	(30.921)	3.822	-	(816.170)
Deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasto por depreciación	-	-	(4.589.743)	(119.584.560)	(29.427.358)	(1.326.339)	(3.577.881)	(125.756)	(158.631.637)
Otros incrementos (decrementos)	10.064.204	-	-	(56.539)	-	-	-	-	10.007.665
Total movimientos	(2.268.987.581)	224.366.206	(3.186.854)	3.194.263.623	36.156.070	(536.148)	(2.351.452)	156.710	1.179.880.574
Saldo Final 31/dic/15	\$ 155.875.063	\$ 275.680.415	\$ 44.442.206	\$ 6.918.197.819	\$ 463.006.680	\$ 8.984.410	\$ 11.463.727	\$ 581.767	\$ 7.878.232.087

Movimiento en propiedad, planta y equipo al 31 de diciembre de 2014	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos		Instalaciones Fijas y accesorios		Arrendamientos Financieros	Propiedades, Planta y Equipo
				Plantas de Generación Hidroeléctrica	Plantas de Generación Termoeléctrica	Instalaciones Fijas y accesorios	Otros Instalaciones		
Saldo Inicial	\$1.604.094.344	\$ 55.875.295	\$ 45.315.572	\$ 3.785.869.480	\$ 432.341.699	\$ 9.318.920	\$ 15.281.078	\$ 32.760	\$5.948.129.148
Movimiento en propiedad, planta y equipo									
Adiciones	884.198.049	-	-	-	-	58.582	1.318.544	425.138	886.000.313
Trasposos	(65.161.945)	-	4.838.108	38.560.232	19.391.793	1.660.234	711.578	-	-
Retiros	-	-	-	-	(413.309)	-	(3.288)	-	(416.597)
Deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasto por depreciación	-	-	(2.524.620)	(104.481.601)	(24.469.573)	(1.517.178)	(3.492.733)	(32.841)	(136.518.546)
Otros incrementos (decrementos)	1.732.196	(4.561.086)	-	3.986.085	-	-	-	-	1.157.195
Total movimientos	820.768.300	(4.561.086)	2.313.488	(61.935.284)	(5.491.089)	201.638	(1.465.899)	392.297	750.222.365
Saldo Final	\$2.424.862.644	\$ 51.314.209	\$ 47.629.060	\$ 3.723.934.196	\$ 426.850.610	\$ 9.520.558	\$ 13.815.179	\$ 425.057	\$6.698.351.513

Informaciones Adicionales de propiedad, planta y equipo, neto

Principales inversiones

Durante el año 2015, las principales adiciones a propiedad, planta y equipo corresponden a las inversiones realizadas en la adecuación, modernización, expansión, mejoras en la eficiencia y calidad de nivel de servicio, en las diferentes plantas, junto a la culminación de la construcción de la Central Hidroeléctrica El Quimbo, a continuación las más importantes del período:

Central	Proyecto Principal	De 1 de enero al 31 de diciembre 2015
CH. Quimbo	Fase final proyecto Quimbo (Obra civil y equipo electromecánico)	\$ 1.222.945.322
CT. Termozipa	Plan de fiabilidad unidades	40.132.528
CT. Cartagena	Fiabilidad u1, u2 y u3, recuperación caldera	17.099.935
CH. Guavio	Modernización regulador de velocidad	10.360.148
CH. Guaca	Adquisición rodete de repuesto guaca	8.987.181
CH. Paraíso	Recuperación sistema de excitación	5.362.633
CH. Betania	Reemplazo bobinado estatores	4.677.095
Otros Proyectos	Proyecto bi (reportes e informes)	4.669.712
CH. Charquito	Confiabilidad y seguridad	3.743.740
CH. El Limonar	Recuperación sistemas central	2.642.798
CH. Muña 3	Confiabilidad y seguridad principales	2.533.241
CH. Dario Valencia	Recuperación Dario Valencia	2.112.574
CH. Tequendama	Confiabilidad y seguridad principales	1.291.943
CH. Laguneta	Recuperación sistemas central	1.122.958
CH. Salto 2	Confiabilidad y seguridad principales	695.719
Renting Vehículos	Contratos de vehículos	282.467
CH. San Antonio	Construcción y adecuaciones	275.399
CH. La Tinta	Recuperación instalaciones auxiliares	220.607
CH. Muña 2	Seguridad. Electrónica	141.397
CH. La Junca	Instrumentación	23.319
Total		\$ 1.329.320.716

CT: Central termoeléctrica CH: Central hidroeléctrica

Principales traslados a operación

En el año de 2015, los traslados de activos de curso a explotación se efectuaron principalmente por el inicio de operaciones en la central hidroeléctrica El Quimbo; así como mejoras, reposiciones y adecuaciones en las siguientes plantas:

Central	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015	
		Total activación
CH. Quimbo (1)	\$	3.308.369.715
CC. Termozipa		35.820.200
CF. Cartagena		29.569.726
CH. Charquito		7.119.599
CH. Guavio		2.856.302
CH. Guaca		1.975.245
CH. Paraiso		1.392.334
CH. Betania		1.253.273
CH. Laguneta		1.047.034
CH. El limonar		1.004.903
CH. Tequendama		746.160
CH. Muña 3		649.236
CH. La tinta		286.787
CH. Salto 2		281.041
Otros		152.485
CH. Muña 2		152.431
CH. San antonio		31.006
CH. Muña 1		1.453
CH. La junca		32
Total general	\$	3.392.708.962

H. - Central hidroeléctrica, CC. - Central Carbón, CF.- Central fuel oil

- (1) En noviembre del 2010, la Compañía firmó el contrato CEQ- 21 con el Consorcio Impregilo – Obrascon Huarte Lain (OHL), el cual tenía por objeto la construcción de las obras civiles principales del proyecto hidroeléctrico El Quimbo.

Durante el cierre de la presente gestión, El Quimbo comenzó sus operaciones; por lo que el contrato encomendado al Consorcio Impregilo llegó a su fin de objeto /terminación, razón por la cual durante la gestión 2016 se iniciará un proceso de conciliación/liquidación del mismo.

En esta etapa de conciliación y cierre, existen algunas obras menores pendientes de terminación emergentes del contrato original; así como otras remanentes que han sido encargadas para terminar el proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, y se está en proceso además, de la revisión pormenorizada del cumplimiento del contrato por parte del Consorcio.

Adicionalmente, y como parte del proceso de cierre del contrato, Impregilo ha interpuesto unas Notas de Orden de Cambio (NOC's) por \$28,522.475 de los cuales se procedió a provisionar \$23.740.708 (*ver nota 16, provisiones, línea "Ambiental y obras Quimbo"*) y una serie de reclamaciones que ascienden a \$147.685.420 aproximadamente, por conceptos tales como costos financieros y supuestos sobrecostos generados en temas como descapote, cambios en referencias de materiales para los rellenos de presa y dique auxiliar, hallazgos arqueológicos, consecución de personal calificado y variaciones por volatilidad de la tasa de cambio, las cuales se consideran no procedentes de acuerdo al análisis técnico y jurídico efectuado por la Compañía.

Considerando lo anterior, el negocio ya designó el equipo que trabajará en la revisión detallada del cumplimiento del contrato por parte del Consorcio Impregilo –OHL y en la liquidación y cierre del mismo, con el fin de cerrar este asunto.

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

Activos totalmente depreciados en uso

Al 31 de diciembre de 2015, los activos totalmente depreciados corresponden a equipos de las centrales por \$26.781.205.

(1) Arrendamiento financiero

Propiedades, planta y equipo en arrendamiento financiero, Neto	Al 31 de diciembre de 2015	Al 31 de diciembre de 2014	Al 1 de enero de 2014
Vehículos de motor, bajo arrendamiento financiero, neto	\$ 581.767	\$ 425.057	\$ 32.760

Los montos identificados como arrendamientos financieros se encuentran incluidos dentro de la propiedad, planta y equipo para los períodos mencionados.

Los contratos de arrendamiento financiero corresponden a acuerdos de arrendamiento financiero de vehículos establecidos principalmente con Mareautos Colombia S.A.S, Banco Corpbanca y Equirent S.A. destinados al transporte de los directivos de la organización.

El plazo de los contratos en promedio oscilan entre 48 y 60 meses, período en el cual se amortizan los activos reconocidos.

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Pagos mínimos a pagar por arrendamiento, obligaciones por arrendamientos financieros	Al 31 de diciembre de 2015		
	Bruto	Interés	Valor Presente
No posterior a un año	\$ 241.561	\$ 62.493	\$ 179.068
Posterior a un año pero menor de cinco años	479.814	114.165	365.649
Total	\$ 721.375	\$ 176.658	\$ 544.717

Arrendamiento operativo

El estado de resultados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 incluye \$3.417.926 y \$3.369.377 respectivamente, correspondientes al devengo de los contratos de arrendamiento operativo principalmente de inmuebles, entre ellos:

	Fecha Inicial	Fecha Final	Opción de compra
Sedes administrativas			
Oficinas Q93	jun-14	may-19	No

Al 31 de diciembre de 2015 los contratos relacionados se ajustan anualmente por el Índice de Precios al Consumidor – IPC.

Al 31 de diciembre de 2015, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Pagos futuros mínimos del arrendamiento no cancelables, arrendatarios	Al 31 de diciembre de 2015
No posterior a un año	612.193
Posterior a un año pero menor de cinco años	885.980
Total	\$ 1.498.173

Pólizas de seguro

Las siguientes son las pólizas para la protección de bienes de la Compañía:

Bien asegurado	Riesgos cubiertos	Valor asegurado (Cifras expresadas en miles)	Vencimiento	Compañía aseguradora
Patrimonio de la empresa	Responsabilidad civil extracontractual	USD \$20.000	1/11/2016	Generali Colombia
	Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD \$ 200 millones en exceso de USD \$ 20 millones)	USD \$200.000	1/11/2016	Mapfre Seguros Colombia
	Responsabilidad civil extracontractual (capa de EUR 500 millones en exceso de EUR 200 millones)	EUR 500.000	1/11/2016	Mapfre Seguros Colombia
Obras civiles, equipos, contenidos, almacenes y lucro cesante	Todo riesgo daño material, terremoto, maremoto, HMAAC – AMIT, Lucro Cesante y rotura de maquinaria.	USD \$771.190	1/11/2016	Mapfre
	Todo riesgo daño material, lucro cesante y rotura de maquinaria (capa de EUR 1.000 millones en exceso de EUR 700 millones).	EUR 1.000	1/11/2016	Allianz Seguros
Vehículos	Pérdida por daño o hurto, Responsabilidad Civil Extracontractual	Límite \$700.000 Por vehículo	31/12/2015	Seguros Mundial

(*) Los contratos de las pólizas de la Compañía son firmados en dólares y euros

Las reclamaciones a las aseguradoras al 31 de diciembre de 2015 por siniestros son:

Siniestro	Fecha Siniestro	Aseguradora	Amparo afectado	Valor en Reclamación (cifras en USD)
Proyecto Quimbo	12/03/2014	Mapfre	Todo riesgo construcción y montaje	\$ 9.500.000

En 2015 la Compañía formalizó con la aseguradora Mapfre el ingreso de USD 7.000.000 en pago a la reclamación por el daño en el dique auxiliar de la central El Quimbo; por lo tanto, para el presente año las gestiones están enfocadas en recuperar los USD 2.500.000 pendientes frente al valor total.

13. Impuestos diferidos

A continuación se incluye el detalle del activo por impuesto diferido activo al 31 de diciembre de 2015:

	Saldo Inicial al 31 de diciembre de 2014	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Incremento (Decremento) por Impuestos Diferidos en Otros Resultados Integrales	Saldo final al 31 de diciembre de 2015
Depreciación y ajustes por inflación de propiedad, planta y equipo (1)	\$ 213.315.784	\$ (14.969.273)	\$ -	\$ 198.346.511
Otras provisiones (1)	12.377.930	2.097.716	-	14.475.646
Diferidos Quimbo	5.684.826	(5.684.826)	-	-
Obligaciones de aportación definida	1.873.861	629.213	73.458	2.576.532
Otros	77.897	(77.897)	-	-
Impuesto diferido activo	233.330.298	(18.005.067)	73.458	215.398.689
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2)	(44.059.819)	(88.650.474)	-	(132.710.293)
Forward y swap	(3.310.934)	-	1.908.765	(1.402.169)
Impuesto diferido pasivo	(47.370.753)	(88.650.474)	1.908.765	(134.112.462)
Impuesto diferido activo neto	\$ 185.959.545			\$ 81.286.227

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

(1) Al 31 de diciembre de 2015, el detalle del impuesto diferido activo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial al 31 de diciembre de 2014	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Saldo final al 31 de diciembre de 2015
Provisiones de trabajos y servicios	\$ 6.227.869	\$ 3.203.025	\$ 9.430.894
Provisión Obligaciones Laborales	2.381.643	(14.930)	2.366.713
Provisión Compensación Calidad	1.761.127	32.241	1.793.368
Otros	1.300.069	(1.300.069)	-
Provisión de Cuentas Incobrables	651.953	25.862	677.815
Provisión de Industria y Comercio	55.269	151.587	206.856
	\$ 12.377.930	\$ 2.097.716	\$ 14.475.646

(2) Al 31 de diciembre de 2015, corresponde a la retasación técnica de los activos fijos por (\$42.642.560).

El 26 de marzo de 2015, la Asamblea General de Accionistas, según Acta No. 92 aprobó para efectos fiscales utilizar el método de depreciación por reducción de saldos a partir del 2014. Al 31 de diciembre el efecto por la implementación del método mencionado asciende a \$89.521.642.

El impuesto diferido a 31 de diciembre de 2015 por tarifa se presenta a continuación:

	2015	2016	2017	2018	En adelante	
Renta	CREE y Sobretasa	CREE y Sobretasa	CREE y Sobretasa	CREE y Sobretasa	CREE y Sobretasa	
Activos fijos	\$ 179.442.816	\$ -	\$ 13.437.737	\$ 11.299.903	\$ 11.203.817	\$ 143.553.360
Provisiones y pasivos estimados	35.272.091	20.489.382	12.210.330	3.032.264	-	(459.885)
Obligaciones de aportación definida	5.621.449	-	-	-	-	5.621.449
Cartera	1.653.208	-	826.604	826.604	-	-
	221.989.564	20.489.382	26.474.671	15.158.771	11.203.817	148.714.924
Tarifa	25%	14%	15%	17%	18%	9%
	55.497.392	2.868.513	3.971.201	2.576.991	2.016.687	13.384.343
Ganancias ocasionales	9.711.004	-	-	-	-	-
Tarifa	10%	-	-	-	-	-
Impuesto	971.100	-	-	-	-	-
Total impuesto diferido débito	\$ 81.286.227					

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Administración considera que las proyecciones de utilidades futuras cubren lo necesario para recuperar los activos.

A continuación se incluye el detalle del activo por impuesto diferido activo al 31 de diciembre de 2014:

	Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Incremento (decremento) por Impuestos Diferidos en Otros Resultados Integrales	Saldo Final a 31 de diciembre de 2014
Depreciación y ajustes por inflación de propiedad, planta y equipo	\$ 201.382.130	\$ 11.933.654	\$ -	\$ 213.315.784
Otras provisiones (1)	7.947.309	4.430.622	-	12.377.931
Diferidos Quimbo	4.630.719	1.054.107	-	5.684.826
Obligaciones de aportación definida	2.129.213	(255.352)	-	1.873.861
Otros	1.588.327	(1.510.430)	-	77.897
Impuesto diferido activo (2)	217.677.698	15.652.601	-	233.330.299
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (3)	(51.137.085)	7.077.265	-	(44.059.820)
Forward	(2.371.756)	-	(939.178)	(3.310.934)
Impuesto diferido pasivo (2)	(53.508.841)	7.077.265	(939.178)	(47.370.754)
Impuesto diferido activo, neto	\$ 164.168.857			\$ 185.959.545

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

- (1) Al 31 de diciembre de 2014, el detalle del impuesto diferido activo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial al 1 de enero de 2014	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Saldo final a 31 de diciembre de 2014
Provisiones de trabajos y servicios	\$ 3.479.232	\$ 2.748.637	\$ 6.227.869
Provisión obligaciones laborales	2.080.913	300.730	2.381.643
Provisión compensación calidad	1.226.422	534.705	1.761.127
Otros	1.064.128	235.940	1.300.069
Provisión de cuentas incobrables	61.479	590.474	651.953
Provisión de industria y comercio	35.135	20.136	55.269
	\$ 7.947.309	\$ 4.430.622	\$ 12.377.930

- (2) El incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados incluye el impacto de la reforma tributaria de acuerdo con la Ley 1739 de 2014, la cual creó la sobretasa del CREE y aumentó del 8% al 9% el impuesto CREE del 2016 en adelante. Dicho cambio generó un impacto en el impuesto diferido activo por \$8.365.492 e impuesto diferido pasivo por \$2.173.790.

- (3) Al 31 de diciembre de 2014, corresponde a la retasación técnica de los activos por valor (\$ 44.059.819).

El impuesto diferido a 31 de diciembre de 2014 por tarifa se presenta a continuación:

	Renta	2.015 CREE y Sobretasa	2.016 CREE y Sobretasa	2.017 CREE y Sobretasa	2.018 CREE y Sobretasa	En adelante CREE y Sobretasa
Provisiones y pasivos estimados	\$ 30.066.610	\$ 30.066.610	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Activos fijos	482.773.542	5.340.880	4.605.112	4.522.220	4.440.820	464.089.823
Cartera	1.671.674	1.671.674	-	-	-	-
Diferidos Quimbo	16.496.885	-	329.938	329.938	329.938	15.507.072
Obligaciones de aportación definida	5.511.357	-	-	-	-	5.511.357
	536.520.068	37.079.164	4.935.050	4.852.158	4.770.758	485.108.252
Tarifa	25%	14%	15%	17%	18%	9%
	134.130.016	5.191.083	740.258	824.867	858.736	43.659.743
Ganancias ocasionales	5.548.424	-	-	-	-	-
Tarifa	10%	-	-	-	-	-
Impuesto	554.842	-	-	-	-	-
Total impuesto diferido débito	\$ 185.959.545					

El impuesto diferido a 1 de enero de 2014 por tarifa se presenta a continuación:

	Renta	2.014 CREE y Sobretasa	En adelante CREE y Sobretasa
Provisiones y pasivos estimados	\$ 23.193.617	\$ 23.193.617	\$ -
Activos fijos	450.578.120	13.608.957	436.969.163
Cartera	180.821	180.821	-
Diferidos Quimbo	14.032.483	-	14.032.483
Obligaciones de aportación definida	6.262.393	6.262.393	-
	494.247.434	43.245.788	451.001.646
Tarifa	25%	9%	8%
	123.561.858	3.892.121	36.080.132
Ganancias ocasionales	6.347.464	-	-
Tarifa	10%	-	-
Impuesto	634.746	-	-
Total impuesto diferido débito	\$ 164.168.857		

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Administración considera que las proyecciones de utilidades futuras cubren lo necesario para recuperar los activos.

14. Otros pasivos financieros

	Al 31 de diciembre de 2015			Al 31 de diciembre de 2014			Al 1 de enero de 2014		
	Corriente			Corriente			Corriente		
	Capital	Intereses	No Corriente	Capital	Intereses	No Corriente	Capital	Intereses	No Corriente
Bonos emitidos (1)	-	\$113.969.527	\$ 3.080.242.535	\$ 250.008.201	\$105.629.490	\$ 3.079.521.532	\$ 141.643.465	\$ 98.316.804	\$ 2.740.296.317
Club Deal (2)	20.333.333	824.875	284.666.667	-	821.411	305.000.000	-	692.009	305.000.000
Créditos de tesorería (2)	462.551.809	5.487.510	130.000.000	-	-	-	-	-	-
Obligaciones por leasing (3)	197.682	-	403.658	99.929	-	325.128	32.841	-	-
Instrumentos derivados (4)	3.146.537	-	-	84	-	-	1.072.908	-	31.490
	\$ 486.229.361	\$120.281.912	\$3.495.312.860	\$250.108.214	\$106.450.901	\$3.384.846.660	\$ 142.749.214	\$ 99.008.813	\$3.045.327.807

- (1) El movimiento de bonos emitidos corrientes del 1 de enero 2014 al 31 de diciembre 2015 se resume así: pagos por \$141.643.465 de los programas del segundo y tercer tramo en febrero y julio del 2014; Bonos de la tercera emisión que se clasificaron en febrero 2014 de largo a corto plazo cancelados por un valor de \$250.008.201 el 23 de febrero de 2015, fecha desde la cual la Compañía no cuenta con bonos corrientes.

Por otro lado en los bonos no corrientes del 1 de enero 2014 al 31 de diciembre 2015 han variado por la clasificación a corto plazo mencionada anteriormente de los bonos de la tercera emisión y una colocación a tasa variable (IPC) por \$590.000.000 realizada el 16 de mayo de 2014 que se destinó por \$480.000.000 a la prefinanciación de Quimbo y la otra serie por \$110.000.000 para capital de trabajo para la Compañía.

En deuda financiera la Compañía tiene vigentes seis (6) emisiones de bonos en el mercado local bajo el programa de emisión y colocación de bonos Emgesa y una (1) emisión de bonos en el mercado internacional. Durante 2015, las sub-series restantes de la tercera emisión de bonos se amortizaron por vencimiento y actualmente la Compañía se encuentra adelantando el trámite de cancelación ante la Superintendencia Financiera de Colombia.

A continuación se presentan las principales características financieras de los bonos emitidos desde el 2005 y vigentes al 31 de diciembre de 2015:

Programa de emisión y colocación de bonos ordinarios de Emgesa en el mercado local

La Compañía cuenta con un programa de emisión y colocación de bonos que le permite realizar emisiones sucesivas de dichos valores bajo el cupo global que se encuentre autorizado y disponible, y durante el período de vigencia del mismo. Al 31 de diciembre de 2015, la Compañía había ofrecido y colocado seis (6) emisiones de bonos (también referidas como “Tramos” de acuerdo a la terminología establecida en el prospecto del programa) con cargo al programa, las cuales se encontraban vigentes a la fecha mencionada. Todas las emisiones de bonos realizadas bajo el Programa de Emgesa se encuentran calificadas AAA (Triple A) por Fitch Ratings Colombia S.C.V., y se encuentran desmaterializadas bajo administración de Deceval S.A.

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

A continuación se describen las condiciones financieras generales del programa de emisión y colocación de bonos de la Compañía en el mercado local:

Clase de Títulos	Bonos Ordinarios
Aprobación inicial Superintendencia Financiera	Resolución No. 1235 de 18 de julio de 2006
Cupo Global Inicialmente Aprobado	\$700.000.000
Aprobación a 1ª ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 0833 del 16 de junio de 2009
Primer Incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$1.200.000.000 adicionales
Primera prórroga del plazo de colocación	Hasta el 26 de junio de 2012
Aprobación a 2ª prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1004 del 29 de junio de 2012
Segunda prórroga del plazo de colocación	Hasta el 18 de julio de 2015
Aprobación a 2º incremento del cupo de colocación:	Resolución No. 0398 del 12 de marzo de 2014
Segundo incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$850.000.000 adicionales
Aprobación a 3ª incremento del cupo de colocación:	Resolución No. 1980 del 6 de noviembre de 2014
Tercer incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$315.000.000 adicionales
Aprobación a 4ª ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1235 del 8 de septiembre de 2015.
Cuarto incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$650.000.000 adicionales
Tercera prórroga al plazo de colocación:	Hasta el 14 de septiembre de 2018
Cupo Global Total Autorizado al 31 de dic de 2015	\$3.715.000.000
Monto emitido bajo el Programa al 31 de dic de 2015	\$2.490.000.000
Cupo global disponible al 31 de diciembre de 2015:	\$1.225.000.000
Administración	Deceval S.A.

La Compañía ha emitido 6 tramos de bonos bajo el mencionado programa, así:

Primer Tramo:

Valor total colocado	\$170.000.000
Costos de transacción al 31 de diciembre de 2015	\$17.799
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2015	Sub-serie B10: \$169.982.201
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	10 años
Fecha de emisión:	20 de febrero de 2007
Fecha de vencimiento:	20 de febrero de 2017
Tasa Cupón	IPC + 5,15% E.A.

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

Segundo Tramo:

Valor total colocado	\$265.000.000 así:
	Sub-serie A5: \$49.440.000
	Sub serie B10: \$160.060.000
	Sub serie B15: \$55.500.000
Costos de transacción al 31 de diciembre de 2015	\$22.569
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2015	\$215.537.431
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie A5: 5 años Sub-serie B10: 10 años Sub-serie B15: 15 años
Fecha de emisión:	11 de febrero de 2009,
Fecha de vencimiento:	para todas las sub-series Sub-serie A 5: 11 de febrero de 2014 Sub-serie B10: 11 de febrero de 2019 Sub-serie B15: 11 de febrero de 2024
Tasa Cupón	Sub-serie A 5: DTF T.A. + 1.47% Sub-serie B10: IPC + 5,78% E.A. Sub-serie B15: IPC + 6,09% E.A.

El 11 de febrero de 2014 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie A5 por \$49.440.000.

Tercer Tramo:

Valor total colocado	\$400,000,000, así:
	Sub-serie E5: \$92.220.000
	Sub-serie B9: \$218.200.000
	Sub-serie B12: \$89.580.000
Costos de transacción al 31 de diciembre de 2015	\$32.227
Saldo vigente al 30 de diciembre de 2015	\$307.747.773
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie E5: 5 años Sub-serie B9: 9 años Sub-serie B12: 12 años
Fecha de Emisión	2 de julio de 2009
Fecha de vencimiento	para todas las sub-series Sub-serie E5: 2 de julio de 2014 Sub-serie B9: 2 de julio de 2018 Sub-serie B12: 2 de julio de 2021
Tasa cupón	Sub-serie B-9: IPC + 5,90% E.A. Sub-serie B-12: IPC + 6,10% E.A. Sub-serie E-5: Tasa Fija 9,27% E.A.

El 2 de julio de 2014 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie E5 por \$92.220.000.

Cuarto Tramo:

Valor total colocado	\$500,000,000, así:
	Sub-serie B10: \$ 300.000.000
	Sub-serie B15: \$ 200.000.000
Costos de transacción al 31 de diciembre de 2015	\$431.971
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2015	\$499.568.029
Valor nominal por bono	\$10,000
Plazo de emisión	Sub-serie B10: 10 años Sub-serie B15: 15 años
Fecha de emisión	13 de diciembre de 2012
Fecha de vencimiento	Sub-serie B10: 13 de diciembre de 2022 Sub-serie B15: 13 de diciembre de 2027
Tasa Cupón	Sub-serie B-10: IPC + 3,52% E.A. Sub-serie B-15: IPC + 3,64% E.A.

Quinto Tramo:

Valor total colocado	\$565,000,000, así:
	Sub-serie B6: \$201.970.000
	Sub-serie B12: \$363.030.000
Costos de transacción al 31 de diciembre de 2015	\$414.720
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2015	\$564.585.280
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie B6: 6 años Sub-serie B12: 12 años
Fecha de emisión	11 de septiembre de 2013
Fecha de vencimiento	Sub-serie B6: 11 de septiembre de 2019 Sub-serie B12: 11 de septiembre de 2025
Tasa cupón	Sub-serie B-6: IPC + 4,25% E.A. Sub-serie B-12: IPC + 5,00% E.A.

Sexto Tramo:

Valor total colocado	\$590.000.000, así:
	Sub-serie B6: \$241.070.000
	Sub-serie B10: \$186.430.000
	Sub-serie B16: \$162.250.000
Costos de transacción al 31 de diciembre de 2015	\$565.489
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2015	\$589.434.511
Valor nominal por bono	\$10,000
Plazo de emisión	Sub-serie B6: 6 años Sub-serie B10: 10 años Sub-serie B16: 16 años
Fecha de emisión	16 de mayo de 2014
Fecha de vencimiento	Sub-serie B6: 16 de mayo de 2020 Sub-serie B10: 16 de mayo de 2024 Sub-serie B16: 16 de mayo de 2030
Tasa cupón	Sub-serie B-6: IPC + 3,42% E.A. Sub-serie B-10: IPC + 3,83% E.A. Sub-serie B-16: IPC + 4,15% E.A.

Bonos Globales Internacionales en Pesos

El 20 de enero de 2011, la Compañía colocó su primera emisión de bonos en el mercado internacional de capitales por \$736.760.000, a un plazo de 10 años. Los bonos emitidos por la Compañía, denominados en pesos y pagaderos en dólares, tienen un cupón en tasa fija de 8,75%.

De acuerdo con el *Offering Memorandum* la Compañía paga los intereses que sean necesarios para que una vez descontada la retención en la fuente (hoy 14% según Art. 408 del E.T.), el tenedor del bono reciba el 8,75%. De acuerdo a lo anterior la tasa final de los intereses para este bono es del 10,1744%.

La operación forma parte de la estructura financiera del proyecto hidroeléctrico El Quimbo y permitió obtener los recursos de prefinanciamiento de las necesidades del proyecto para 2011 y parte de 2012 y refinanciar otras obligaciones financieras.

Formato de registro	144 A/ Reg S
Valor total de la emisión en pesos	\$736.760.000
Costos de transacción al 31 de diciembre de 2015	\$3.372.690
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2015	\$733.387.310
Uso de los fondos	Financiamiento de nuevos proyectos como El Quimbo y refinanciamiento de otras obligaciones financieras, además de otros usos generales de la Compañía.
Valor nominal	\$5.000 cada bono
Plazo	10 años, con amortización al vencimiento.
Periodicidad de los intereses	Anual
Conteo de días	365/365
Administrador de la emisión, agente de pago, agente de cálculo y de transferencia	The Bank of New York Mellon
Rendimiento	8,75% E.A.
Calificación internacional	BBB (estable) por Fitch Ratings y Standard & Poor's

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Corriente			No Corriente					Total No Corriente	
		Menos de 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	más de 10 años		
Programa Primer Tramo B103	11,8691%	\$17.413.433	\$17.413.433	\$169.982.201	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 169.982.201
Programa Segundo Tramo B104-10	12,5393%	2.681.743	2.681.743	-	-	160.043.242	-	-	-	-	160.043.242
Programa Segundo Tramo B104-15	12,8692%	953.263	953.263	-	-	-	-	55.494.189	-	-	55.494.189
Programa Tercer tramo B105-9	12,6670%	6.586.647	6.586.647	-	218.177.152	-	-	-	-	-	218.177.152
Programa Tercer tramo B105-12	12,8798%	2.747.504	2.747.504	-	-	-	-	89.570.621	-	-	89.570.621
Bono exterior Z47	10,1744%	61.477.114	61.477.114	-	-	-	-	90.000.000	-	-	90.000.000
Bono exterior Z58	10,1744%	8.554.859	8.554.859	-	-	-	-	643.387.310	-	-	643.387.310
Programa Cuarto Tramo B10	10,1349%	1.525.846	1.525.846	-	-	-	-	299.754.189	-	-	299.754.189
Programa Cuarto Tramo B15	10,2626%	1.029.591	1.029.591	-	-	-	-	-	199.813.840	-	199.813.840
Programa Quinto Tramo B12	11,7095%	2.345.062	2.345.062	-	-	-	-	362.738.381	-	-	362.738.381
Programa Quinto Tramo B6-1	10,9116%	920.671	920.671	-	-	152.436.996	-	-	-	-	152.436.996
Programa Quinto Tramo B6-2	10,9116%	298.420	298.420	-	-	49.409.903	-	-	-	-	49.409.903
Programa Sexto Tramo B16	10,8052%	2.128.669	2.128.669	-	-	-	-	-	162.342.325	-	162.342.325
Programa Sexto Tramo B10	10,4647%	2.367.941	2.367.941	-	-	-	-	186.231.530	-	-	186.231.530
Programa Sexto Tramo B6-2	10,0285%	1.597.809	1.597.809	-	-	-	130.955.479	-	-	-	130.955.479
Programa Sexto Tramo B6-1	10,0285%	1.340.955	1.340.955	-	-	-	109.905.177	-	-	-	109.905.177
Total bonos		\$ 113.969.527	\$ 113.969.527	\$169.982.201	\$218.177.152	\$361.890.141	\$240.860.656	\$ 1.727.176.220	\$ 362.156.165	\$ 3.080.242.535	

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Corriente						Total No Corriente	
		Menos de 90 días	Total Corriente	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años		más de 10 años
Tercera emision_A10	8,8740%	\$ 211.945.547	\$ 211.945.547	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Tercera emision -A102	8,8740%	40.358.165	40.358.165	-	-	-	-	-	-
Programa Primer Tramo B103	8,9880%	13.186.504	13.186.504	\$ 169.961.555	-	-	-	-	169.961.555
Programa Segundo Tramo B104-10	9,6410%	2.082.556	2.082.556	-	-	160.023.803	-	-	160.023.803
Programa Segundo Tramo B104-15	9,9623%	745.344	745.344	-	-	-	55.487.449	-	55.487.449
Programa Tercer tramo B105-9	9,7654%	5.128.811	5.128.811	-	218.150.656	-	-	-	218.150.656
Programa Tercer tramo B105-12	9,9727%	2.148.703	2.148.703	-	-	-	89.559.742	-	89.559.742
Bono exterior Z47	10,1744%	8.554.859	8.554.859	-	-	-	90.000.000	-	90.000.000
Bono exterior Z58	10,1744%	61.477.114	61.477.114	-	-	-	642.889.385	-	642.889.385
Programa Cuarto Tramo B10	7,2985%	1.109.727	1.109.727	-	-	-	299.728.480	-	299.728.480
Programa Cuarto Tramo B15	7,4229%	752.062	752.062	-	-	-	-	199.804.374	199.804.374
Programa Quinto Tramo B12	8,8325%	1.786.386	1.786.386	-	-	-	-	362.720.547	362.720.547
Programa Quinto Tramo B6-1	8,0551%	686.395	686.395	-	-	152.416.285	-	-	152.416.285
Programa Quinto Tramo B6-2	8,0551%	222.483	222.483	-	-	49.402.971	-	-	49.402.971
Programa Sexto Tramo B16	7,9515%	1.582.100	1.582.100	-	-	-	-	162.327.422	162.327.422
Programa Sexto Tramo B10	7,6198%	1.741.443	1.741.443	-	-	-	186.225.634	-	186.225.634
Programa Sexto Tramo B6-2	7,1948%	1.157.807	1.157.807	-	-	-	130.935.492	-	130.935.492
Programa Sexto Tramo B6-1	7,1948%	971.685	971.685	-	-	-	109.887.737	-	109.887.737
Total bonos		\$ 355.637.691	\$ 355.637.691	\$ 169.961.555	\$ 218.150.656	\$ 361.843.059	\$ 1.604.713.919	\$ 724.852.343	\$ 3.079.521.532

- (2) En abril de 2015 se renegotió el crédito Club Deal de la Compañía de la siguiente manera: se canceló de manera anticipada el crédito que se tenía con Banco Corpbanca por \$80.000.000, mediante refinanciación con un nuevo crédito en pesos con Banco de Bogotá por el mismo monto. Adicionalmente, con BBVA se firmó un otrosí al contrato de crédito de diciembre de 2013 en el que se redujo la tasa de interés del crédito vigente de IBR+3,55% M.V. a IBR + 2,17% T.V., las demás condiciones financieras de éste crédito permanecerán idénticas a las suscritas.

Los créditos tienen vencimiento el 19 de diciembre de 2023, con amortización de capital en 15 cuotas semestrales iguales a partir de diciembre de 2016, y devengan una tasa de interés de IBR + 2,20% MV e IBR + 2,17% TV respectivamente, es así que a diciembre 2015 se clasificó a corto plazo el valor de \$20.333.333 correspondiente a la primera cuota de capital.

En 2015, la Compañía tiene tres créditos del exterior con el Banco de Crédito del Perú por \$198.090.377 adquiridos entre octubre y noviembre para financiamiento del proyecto hidroeléctrico El Quimbo, con vencimiento y amortización de intereses anual. Así mismo, para financiación de este mismo proyecto, se tomó un crédito con el Bank Of Tokyo por \$130.000.000 en diciembre, el cual vence en junio de 2017 con amortización de intereses semestrales.

El detalle de las obligaciones del Club Deal y préstamos bancarios a 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Corriente			No Corriente		
		Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	5 a 10 años	Total No Corriente
Banco Bogotá	8,3016%	\$ 216.963	\$ 5.333.333	\$ 5.550.296	\$ -	\$ 74.666.667	\$ 74.666.667
Banco BBVA	8,2697%	607.912	15.000.000	15.607.912	-	210.000.000	210.000.000
Total Club Deal		\$ 824.875	\$ 20.333.333	\$ 21.158.208	\$ -	\$ 284.666.667	\$ 284.666.667
Banco Avillas	6,0600%	49.371.121	-	49.371.121	-	-	-
Banco Citibank	5,5700%	23.122.871	-	23.122.871	-	-	-
Banco Davivienda	6,3000%	13.070.135	-	13.070.135	-	-	-
Banco Bogotá	6,8380%	59.269.218	-	59.269.218	-	-	-
Banco Bbva	6,3038%	1.618.930	122.873.749	124.492.679	-	-	-
Banco de Crédito del Perú	5,8700%	-	90.875.104	90.875.104	-	-	-
Banco de Crédito del Perú	5,9300%	-	60.422.590	60.422.590	-	-	-
Banco de Crédito del Perú	5,6500%	-	46.792.683	46.792.683	-	-	-
The Bank Of Tokyo	7,0200%	-	622.918	622.918	130.000.000	-	130.000.000
Total préstamos bancarios		\$ 146.452.275	\$ 321.587.044	\$ 468.039.319	\$ 130.000.000	\$ -	\$ 130.000.000

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

El detalle de las obligaciones del Club Deal a 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Corriente		No Corriente	
		Más de 90 días	Total Corriente	5 a 10 años	Total No Corriente
Banco Bogotá	6,7389%	\$ 219.251	\$ 219.251	\$ 80.000.000	\$ 80.000.000
Banco BBVA	6,7074%	602.160	602.160	225.000.000	225.000.000
Total Club Deal		\$ 821.411	\$ 821.411	\$ 305.000.000	\$ 305.000.000

(3) El valor de las Obligaciones por leasing comerciales a 31 de diciembre de 2015 corresponden al Banco Corpbanca por \$263.135, Equirent S.A. por \$293.330 y Mareauto Colombia SAS por \$44.875.

(4) La compañía a 31 de diciembre de 2015 tiene constituido seis (6) derivados con valoración pasiva así:

Derivado	Subyacente	Factor de Riesgo	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	MTM Cop
SWAP	Cobertura Deuda equiv 30 MUSD	Tipo de cambio	\$ 97.020	PEN	\$ 957,70	\$ 1.797.384
SWAP	WHT deuda equiv 30 MUSD	Tipo de cambio	820	PEN	957,70	21.951
SWAP	Cobertura Deuda equiv 20 MUSD	Tipo de cambio	64.550	PEN	947,51	759.626
SWAP	WHT deuda equiv 20 MUSD	Tipo de cambio	556	PEN	947,51	9.565
FORWARD	Equipos Quimbo	Tipo de cambio	1.113	USD	3352,75	187.567
FORWARD	Equipos Quimbo	Tipo de cambio	2.199	USD	3352,75	370.444
Total valoración						\$3.146.537

15. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre de 2015	Al 31 de diciembre de 2014	Al 01 de enero de 2014
Cuentas por pagar comerciales	\$ 30.343.761	\$ 25.913.095	\$ 19.385.064
Otras cuentas por pagar (1)	253.281.831	190.782.932	191.769.511
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ 283.625.592	\$ 216.696.027	\$ 211.154.575

1) El detalle de las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar es el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2015	Al 31 de diciembre de 2014	Al 01 de enero de 2014
Cuentas por pagar bienes y servicios	\$ 198.643.557	\$ 156.055.207	\$ 106.892.468
Proveedores por compra de energía (1)	30.343.761	25.913.095	19.385.064
Otras cuentas por pagar	24.669.179	14.182.573	19.307.872
Impuestos distintos a la Renta	24.030.685	20.256.387	64.842.720
Provisión para pago de impuestos (2)	15.786.824	11.156.148	9.172.399
Impuestos territoriales, contribuciones, municipales y afines	8.243.861	9.100.239	8.645.632
Impuesto al patrimonio	-	-	47.024.689
Anticipos de clientes y saldos a favor (3)	5.893.432	282.622	722.103
Honorarios	44.978	6.143	4.348
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ 283.625.592	\$ 216.696.027	\$ 211.154.575

(1) El saldo de los proveedores por compra de energía y gas en los tres periodos, corresponde principalmente a: El registro del estimado por pasivos de margen variable asociados a los costos de generación de energía y comercialización de gas

(2) La variación entre 31 de diciembre de 2015 y 2014, corresponde principalmente a las retenciones en la fuente y auto-retenciones en la fuente por renta y CREE por \$4.630.676 y de \$1.783.140 entre 31 de diciembre de 2014 y 1 de enero de 2014.

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

La Ley 1739 de diciembre de 2014 creó el impuesto a la riqueza por los años 2015 a 2017 para las personas jurídicas. El impuesto se determina a la tarifa del 1,15%, 1% y 0,4% para los años 2015, 2016 y 2017, respectivamente, para patrimonios superiores a \$5.000 millones; y se calcula anualmente sobre el patrimonio líquido al primero de enero de cada año gravable disminuido en \$5.000.000. La totalidad del pasivo al 1 de enero de 2014 se pagó en dos cuotas en mayo y septiembre de 2015.

(3) Anticipos de clientes y saldos a favor:

- a) La variación a 31 de diciembre de 2015 corresponde principalmente a: aumento de anticipos recibidos de los clientes: Empresa Distribuidora del Pacífico \$1.879.609; Empresa Municipal de Cali \$1.847.295; Alfagres \$1.083.165; Alfacer \$217.313; Corpacero \$312.769; Textilia S.A \$205.327 y Fuerza Aérea Colombiana \$204.659.
- b) La variación a 31 de diciembre de 2014 corresponde principalmente a : la legalización de anticipo recibidos para suministro de energía de los clientes: Almacenes La 14 S.A por \$390.154 y Compensar \$249.291.

De acuerdo con la Resolución CREG No 19 de 2006, CREG 157 y 158 de 2011, la Compañía tiene constituidas garantías a favor de XM Compañía de Expertos de Mercados S.A. E.S.P. por \$92.296.000 (BBVA \$27.296.000; Davivienda \$65.000.000) a diciembre 31 de 2015; con el fin de asegurar el cumplimiento de las operaciones en bolsa y servicios complementarios que deben ser pagados al administrador SIC.

16. Provisiones

Provisiones	Al 31 de diciembre de 2015		Al 31 de diciembre de 2014		Al 1 de enero de 2014	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Otras provisiones	\$ 323.186.623	\$ 141.251.664	\$ 94.427.899	\$ -	\$ 18.079.493	\$ 26.247.246
<i>Ambiental y obras Quimbo (1)</i>	300.051.486	-	26.242.789	-	18.079.493	26.247.246
<i>Plan de Restauración Quimbo (2)</i>	23.135.137	141.251.664	-	-	-	-
<i>Litigio Consorcio Impregilo Quimbo</i>	-	-	68.185.110	-	-	-
Otros	-	299.100	-	303.557	-	299.100
Provisión de reclamaciones legales	-	4.193.295	-	1.821.635	-	3.015.249
<i>Civiles y otros (*)</i>	-	3.193.295	-	1.821.635	-	3.015.249
<i>Laborales</i>	-	1.000.000	-	-	-	-
Desmantelamiento	-	374.683	-	-	-	-
Total Provisiones	\$ 323.186.623	\$ 146.118.742	\$ 94.427.899	\$ 2.125.192	\$ 18.079.493	\$ 29.561.595

(*) Incluye prima de éxito por valor de \$2.745.072

- (1) Corresponden a obligaciones derivadas de la licencia ambiental para el proyecto El Quimbo, liquidación de contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de la central las cuales se esperan sean ejecutadas dentro del cronograma de obras propuesto por el proyecto en el año 2016.
- (2) El plan de restauración incluye las obras necesarias para mitigar el impacto ambiental con ocasión del llenado del embalse y que involucra flujos de ejecución estimados en 30 años. Entre las actividades principales de esta obligación se encuentra la restauración de bosques, creación de una franja de protección, programas icticos y pesqueros y programas de monitoreo de fauna y flora.

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

El 14 de julio de 2014 el consorcio Impregilo encargado de las obras civiles en el proyecto El Quimbo presentó demanda arbitral ante la Cámara de Comercio de Bogotá por los mayores costos de obra no reconocidos por la Compañía con una pretensión de \$137.173.852. La Compañía de acuerdo a los análisis realizados estimó que el proceso demandaría costos adicionales por \$68.185.110 que fueron provisionados al cierre de diciembre de 2014. En enero de 2015 se realizó conciliación directa con el proveedor con lo cual se acordaron incluir el denominado addendum 12 al contrato de obras civiles por \$78.786.153 más un factor de ajuste del 1.15% para un total de \$90.541.047.

Al 31 de diciembre de 2015 el valor de las reclamaciones por litigios administrativos, civiles, laborales y contratistas se detalla así:

Procesos	No. de Procesos	No de Procesos (cuantía indeterminada)	Calificación	Valor de la contingencia (*)	Valor de la Provisión (**)
Inundaciones antes del año 1997	5	-	Probable	\$ 218.432	\$ 218.432
	33	-	Eventual	28.492.936	-
Total Inundaciones antes del año 1997	38	-		28.711.368	218.432
Inundaciones después del año 1997	21	-	Probable	229.791	229.791
	30	-	Eventual	2.289.372	-
Total Inundaciones después del año 1997	51	-		2.519.163	229.791
	1	-	Probable	1.000.000	1.000.000
Laborales	31	3	Eventual	3.915.059	-
	9	-	Remota	21.931.000	-
Total Laborales	41	3		26.846.059	1.000.000
Otros	38	23	Eventual	62.009.490	-
	64	37	Remota	170.394.702	-
Total Otros	102	60		232.404.192	-
Quimbo	30	6	Eventual	56.770.000	-
	1	1	Remota	-	-
Total Quimbo	31	7		56.770.000	-
Total procesos	263	70		\$ 347.250.782	\$ 1.448.223

(*) El valor de la contingencia corresponde a la cuantía por la cual según la experiencia de los abogados es la mejor estimación a pagar si el fallo fuere en contra de la Compañía. La provisión es determinada por los abogados como la cuantía de pérdida en el evento que el fallo pueda ser probable; los procesos calificados como probables se provisionan al cien por ciento sobre el valor de la contingencia real.

(**) Al 31 de diciembre de 2015, el valor de las pretensiones en la reclamaciones a la Compañía por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a \$347.250.782 con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, se han provisionado \$1.448.223 para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias y prima de éxito por \$2.745.072. La Administración estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada serán favorables para los intereses de la Compañía y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultasen, éstos no afectarán de manera significativa la posición financiera de la Compañía. Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones no es posible determinar un calendario razonable con fechas de pago.

A continuación se detallan los principales procesos que tiene la Compañía al 31 de diciembre de 2015 calificados como probables:

Demandante: Yohana Farley Rodríguez Berrio

Fecha inicio: 2014

Pretensión: \$300.000

Provisionado: \$1.000.000

Objeto del Juicio: Indemnización de perjuicios por muerte de empleado

Estado actual y situación procesal: En el 2015 pasó a primera instancia.

Demandante: Rafael Bernate

Fecha inicio: 2004

Pretensión: \$6.136

Provisionado: \$100.184

Objeto del Juicio: Ordinario de responsabilidad civil extracontractual que pretende el reconocimiento de perjuicios ocasionado por un supuesto manejo imprudente y negligente de los operarios de la central Betania

Estado actual y situación procesal: En el 2015 pasó a primera instancia.

Demandante: Roberto Narvárez

Fecha inicio: 2007

Pretensión: \$27.488

Provisionado: \$37.512

Objeto del Juicio: Demanda de responsabilidad civil extracontractual que pretende el reconocimiento de perjuicios ocasionado por un supuesto manejo imprudente y negligente de los operarios de la central Betania

Estado actual y situación procesal: Pruebas.

Demandante: Policarpo Agudelo y hasta el momento 9.500 personas más

Fecha inicio: 2014

Pretensión: \$50.000.000

Valor Provisionado: \$0

Objeto del Juicio: Los accionantes manifiestan que el objeto del proceso es: "Solicitan los accionante mediante apoderado que se declare a la Compañía., civilmente responsable de la totalidad de los daños causados (morales- materiales, daño emergente y lucro cesante) , al haber generado la socavación de la base del estribo del puente paso del colegio, margen derecha, por los manejos indebidos dados en el aprovechamiento de material de arrastre en la fuente de extracción, área 9 en la confluencia de los ríos Páez y magdalena, para el proyecto hidroeléctrico El Quimbo, vulnerado en el grupo de reclamantes, por esa acción imputable a la entidad demandada, el derecho al libre acceso a bajo costo de insumos, productos y servicios y a la libre locomoción con dicha acción, así como el derecho a el uso de bienes de servicio público la movilización segura y acceso a una infraestructura de servicios que garantice salubridad, igualmente que se condene en costas y se ordene la actualización de los factores de condena."

Estado actual y situación procesal: Se fijó audiencia de conciliación para del 29 de septiembre de 2015, sin embargo, la Compañía no está interesada en conciliar directamente y ha decidido espera el trámite procesal pertinente, debido a que considera no procedente la pretensión económica.

Demandante: CHIVOR S.A. E.S.P.

Fecha inicio: 2004

Pretensión: \$13.102.000

Provisionado: \$0

Objeto del Juicio: Se declare la nulidad de la factura que liquidó a Chivor S.A. E.S.P., del cargo por capacidad, cancelando lo dejado de percibir.

Estado actual y situación procesal: Somos vinculados como llamados en garantía y a la fecha se encuentra pendiente de notificar a los demás agentes de mercado también llamados en garantía.

Demandante: CHIVOR SA ESP

Fecha inicio: 2005

Pretensión: \$12.488.000

Provisionado: \$0

Objeto del Juicio: Se declare la nulidad de la factura que liquidó a Chivor S.A. E.S.P., del cargo por capacidad, cancelando lo dejado de percibir.

Estado actual y situación procesal: Somos vinculados como llamados en garantía y a la fecha se encuentra pendiente de notificar a los demás agentes de mercado también llamados en garantía.

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

Demandante: CHIVOR SA ESP**Fecha inicio:** 2006**Pretensión:** \$10.892.000**Provisionado:** \$0**Objeto del Juicio:** Se declare la nulidad de la factura que liquidó a Chivor S.A. E.S.P. del cargo por capacidad, cancelando lo dejado de percibir.**Estado actual y situación procesal:** Somos vinculados como llamados en garantía y a la fecha se encuentra pendiente de notificar a los demás agentes de mercado también llamados en garantía.**Demandante: Gloria Patricia Hernández****Fecha inicio:** 2013**Pretensión:** \$1.183.506**Provisionado:** \$0**Objeto del Juicio:** Indemnización plena de perjuicios por accidente de trabajo de contratista.**Estado actual y situación procesal:** Actualmente proceso en segunda instancia (Tribunal). En primera instancia a favor de la Compañía.

El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento	Pasivos ambientales y de restauración	Otras provisiones	Total
Saldo inicial al 1 de enero de 2015	\$ 1.821.635	\$ -	\$ 26.242.789	\$ 68.488.667	\$ 96.553.091
Incremento (Decremento) en provisiones existentes	1.582.072	374.683	438.351.826	-	440.308.581
Provisión utilizada	(1.383.085)	-	-	(68.185.110)	(69.568.195)
Actualización efecto financiero	-	-	(459.885)	-	(459.885)
Recuperaciones	(273.299)	-	-	-	(273.299)
Otro Incremento (Decremento)	2.445.972	-	303.557	(4.457)	2.745.072
Total Movimientos en Provisiones	2.371.660	374.683	438.195.498	(68.189.567)	372.752.274
Saldo Final al 31 de diciembre de 2015	\$ 4.193.295	\$ 374.683	\$ 464.438.287	\$ 299.100	\$469.305.365

La provisión de reclamaciones legales de enero 2015 a diciembre 2015 se han visto afectada principalmente por las recuperaciones y pagos de los siguientes litigios:

TIPO DE PROCESO	DEMANDANTE	ACCIÓN	VARIACIÓN
Adm_Reparación_Directa	Luis Vicente Linares Calderón Y Otros	Terminación Sentencia Desfavorable	\$ (535.600)
Civil_Ordinario	Gilberto Calderón Quimbaya	Terminación Sentencia Favorable	\$ (91.906)
Civil_Ordinario	Manuel Antonio Leyva	Terminación Sentencia Favorable	\$ (97.201)
Civil_Ordinario	Benigno Romero	Terminación Sentencia Desfavorable	\$ (270.186)
Civil_Ordinario	Luis Fernando Portela Rojas y Gilberto Diaz Osorio	Terminación Sentencia Desfavorable	\$ (651.472)
Civil_Ordinario	Rufino Calceto (94)	Terminación Sentencia Desfavorable	\$ (191.589)
Reivindicatorios	Gertrudis Calderón	Terminación Sentencia Desfavorable	\$ (285.413)
Laboral_Ordinario	Yohana Farley Rodriguez Berrio	Modificación calificación del proceso	\$ 1.000.000
			\$ (1.123.367)

Emgesa S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

Principales litigios en calidad de demandante:

A 31 de diciembre de 2015 la Compañía cuenta con procesos en donde actúa como demandante que en el evento de ser fallados de manera favorable podrían generarle un activo.

El detalle de los principales procesos es el siguiente:

Demandante: Emgesa S.A. E.S.P.

Fecha inicio: de 2002 a 2007

Pretensión: \$475.822.120

Objeto del Juicio: la compañía ha interpuesto acciones de nulidad y restablecimiento en contra de cada una de las facturas que liquidaba el Cargo por Capacidad. En estos casos ISA, con fundamento en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2001 y en la CRT calculada para la Compañía, liquidó mensualmente (acto demandado) la asignación que le corresponde a la Compañía por concepto del cargo por Capacidad, asignación que al ser calculada de manera arbitraria e ilegal no reconoce la firmeza que la demandante aporta al sistema, ni el valor que legal y realmente le corresponde en el mes respectivo por concepto de Cargo por Capacidad.

Estado actual y situación procesal: algunas de las demandas se encuentran para notificación de llamados en garantía, otras para admitir demanda, y algunas muy pocas para práctica de pruebas. Como novedad tenemos que Termocandelaria S.A. ESP., desistió de las demandas que por la misma temática había interpuesto, pero fue condenado a pagar costas a favor de los llamados en garantía de cerca de €10.000 por proceso.

Demandante: Emgesa S.A. E.S.P. y Otros

Fecha inicio: 2001

Pretensión: indeterminado

Objeto del Juicio: se pretende la nulidad de las Resoluciones CREG 077 y 111 de 8 de noviembre y 26 de diciembre de 2000, respectivamente, por medio de las cuales se modifican algunas disposiciones de la Resolución 116 de 1996. La CRT calculada para la Compañía, liquidó mensualmente (acto demandado) la asignación que le corresponde a la Compañía por concepto del cargo por capacidad, asignación que al ser calculada de manera arbitraria e ilegal no reconoce la firmeza que la demandante aporta al sistema, ni el valor que legal y realmente le corresponde en el mes respectivo por concepto de cargo por capacidad.

Estado actual y situación procesal: en junio de 2013 el Consejo de Estado requirió a EPM (Empresas Públicas de Medellín) que presente la corrida del modelo cargo por capacidad que realizó para la Compañía y Chivor correspondiente a los años 2001 y 2007, lo cual fue cumplido.

Se dictó auto que ordenaba correr traslado para alegar, auto que se recurrió pues estaba pendiente que se decidiera sobre la posibilidad de que un experto analizara y corriera nuevamente el modelo sobre el cual se facturó el cargo por capacidad, hecho determinante en la acción. Pendiente se decida el recurso de reposición. Se ha radicado desistimiento de este recurso por cuanto el área técnica nos informa que la prueba aportada por EPM nos sirve para nuestra demanda, así no tendremos que acudir a un perito experto y podemos alegar de conclusión para que el proceso entre los más pronto posible al despacho para el fallo.

Demandante: Emgesa S.A. E.S.P.

Fecha inicio: 2005

Pretensión:

Acción 25000232400020050147601: \$161.270.000

Acción 25000232400020100020201: \$25.000.000

Acción 25000232400020060083301: \$17.144.300

Objeto del Juicio: que se declaren nulos los actos administrativos de la CAR (Resolución 506 de 28.03.2005 y 1189 del 08.07.2005) y que se le restablezcan a la Compañía los derechos que han sido violados con la expedición de los mismos, por cuanto imponen unas obras a ejecutar en el embalse del Muña, de cuya efectividad depende el mantenimiento de la concesión de aguas. Esta situación mantiene latente la posibilidad de revocar la licencia de aguas, hecho que afectaría seriamente la posición económica de la Compañía; asimismo, le traslada obligaciones de terceros, impone una solidaridad inexistente, desconociendo la realidad y obligatoriedad de fallos judiciales y define injustificadamente y sin fundamento legal una medida de compensación a favor del Municipio de Sibaté. La cuantía de este juicio corresponde al valor de las inversiones que tendría que efectuar la Compañía.

Acción paralela 1. proceso de nulidad y restablecimiento iniciado por la Compañía en contra de la CAR, pretendiendo la nulidad del artículo 2º de la Resolución 1318 de 2007 y el art. 2º de la Resolución 2000 de 2009, por medio de los cuales se impuso a Emgesa S.A. ESP la implementación de un plan de contingencia y la realización de un estudio de "Calidad del Aire" ante la eventual suspensión del bombeo de aguas del embalse, pretendiendo que los mencionados actos administrativos sean anuladas por la imposibilidad técnica de adelantar el estudio de "Calidad del aire" y la implementación del "Plan de contingencia". Las pretensiones para este proceso se estimaron en la suma de US\$13.000.000.

Acción Paralela 2. Proceso de Nulidad y Restablecimiento iniciado por la Empresa de Energía de Bogotá en contra de la CAR pretendiendo la nulidad de las Resoluciones 506 y 1189, igual al iniciado por Emgesa en contra de la CAR.

En este proceso Emgesa fue vinculada como tercero.

Estado actual y situación procesal: sentencia de primera instancia con fallo desfavorable a la Compañía rechazándose la nulidad de estas resoluciones. El 15 de julio Emgesa interpuso el recurso de apelación en contra de este fallo. Por su parte, la EEB y la empresa de Acueducto igualmente apelaron. Adicionalmente la EEB solicitó aclaración y adición de la sentencia. Pendiente sentencia de segunda instancia.

En la acción Paralela 1: se presentó dictamen pericial de contador favorable para la Compañía del cual se solicitó aclaración por parte de Emgesa. Pendiente la aclaración al dictamen anterior y un segundo dictamen para valorar las obras adelantadas por la Compañía.

En acción Paralela 2: este proceso está acumulado con el proceso principal de la Compañía.

Acciones contractuales contra el Estado colombiano

Demandante: Emgesa S.A. E.S.P.

Fecha inicio: 1998 – 1999

Pretensión: \$1.019.050

Objeto del Juicio: en principio los demandantes fueron Endesa de Colombia S.A., Inversiones y Promociones S.A., Proyectos de Energía S.A. y Compañía Eléctrica Cono Sur S.A, pero en virtud de la liquidación y fusión de éstas empresas, los créditos demandados fueron cedidos a la CHB (hoy Emgesa). Con estos procesos se pretende la devolución de algunas sumas de dinero por el incumplimiento de parte de la Nación en la compraventa de acciones, inexactitud de los informes financieros y el reparto de dividendos, considerando que, en virtud del contrato, la Nación se había comprometido a no hacerlo.

Estado actual y situación procesal: En la acción contractual 1998–00324, relacionada con la inexactitud de los informes financieros por omisión de un pasivo con ISAGEN, se dictó sentencia de segunda instancia favorable a los intereses de la Compañía y se condenó a la Nación al pago de \$523.261 (€221.252), lo cual ya se pagó. En la acción contractual 1999–00342, en la cual se solicitaba pago de perjuicios por el incumplimiento de la Nación en el contrato de compraventa de acciones, especialmente las relativas a la inexactitud de los estados financieros, se dictó sentencia de segunda instancia desfavorable a los intereses de la Compañía. En la acción contractual 1999–00330 se pretendía el pago del monto correspondiente al daño o perjuicio patrimonial sufrido (COP\$6.003.960.), al haberse distribuido entre los accionistas de CHB las utilidades correspondientes al año de 1995, no obstante que la Nación Colombiana en el proceso de venta de acciones, se había comprometido expresamente a no hacerlo, incumpliendo así los compromisos precontractuales pactados. Se dictó sentencia de segunda instancia favorable a los intereses de la Compañía y se condenó a la Nación al pago de \$ 24.567.932. (€9.574.408), lo cual ya se pagó.

En la acción contractual 1999–00328, mayor valor en impuestos prediales de bienes ubicados en el municipio del Hobo Huila, se profirió sentencia de segunda instancia favorable a los intereses de la Compañía y se condenó a la Nación al pago de \$215.150 (€83.848), la cual ya se canceló.

En la acción contractual 1999–00329, se busca el reconocimiento y pago de un pasivo oculto en el proceso de la venta de acciones de la chb relacionado con la construcción de una planta termoeléctrica en el municipio de Yumbo. Cuantía \$1.019.051 (€348.000). Se encuentra pendiente la sentencia de segunda instancia.

Reclamación Consorcio Impregilo

Con fecha 14 de julio de 2014, el consorcio Impregilo presentó demanda arbitral ante la Cámara de Comercio de Bogotá aduciendo lo siguiente: “Los riesgos propios del contrato fueron asumidos por el Consorcio y no por la Compañía”. Las Pretensiones interpuestas por el Consorcio Impregilo en su demanda son: 1) Pretensiones relativas a los costos, sobrecostos y perjuicios derivados de cambios en los diseños por parte de la Compañía, insuficiencias en los diseños y hechos imprevistos relativos a las condiciones de suelo; 2) Pretensiones relativas a los perjuicios económicos sufridos por el Consorcio, derivados de hechos de violencias, constitutivos de fuerza mayor y caso fortuito, 3) Implementación de programas actualizados y acelerados de obra; 4) Pretensiones relativas al cumplimiento del Contrato por aplicación de descuentos ilegales, improcedentes e inaplicables; pretensiones generales y pretensión especial de la cláusula 2.05 de las Bases Administrativas Especiales del Contrato.

Esta demanda fue finalmente retirada el 25 de febrero de 2015, tras el acuerdo de las partes por la totalidad de las pretensiones con excepción de los efectos programáticos posteriores al 28 de febrero de 2014, y todo lo relacionado con la interpretación de la cláusula 2.05 de las Bases Administrativas Especiales, relacionada con los Seguros y Siniestros del Contrato.

A partir de este finiquito el Consorcio Impregilo OHL anunció su intención de presentar una nueva reclamación por otros eventos que no están finiquitados en este Addendum y que considera deben ser reconocidos por la Compañía.

17. Provisiones por beneficios a los empleados

	Al 31 de diciembre de 2015		Al 31 de diciembre de 2014		Al 1 de enero de 2014	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo y largo plazo. (1)	8.565.114	65.565.306	10.086.711	67.550.495	9.869.800	69.239.834
Prestaciones sociales y aportes de ley (2)	17.927.212	-	17.001.372	-	15.328.084	-
Beneficios por planes de retiro. (3)	2.305.202	545.051	-	-	-	-
	28.797.528	66.110.357	27.088.083	67.550.495	25.197.884	69.239.834

(1) La Compañía otorga diferentes planes de beneficios definidos; obligaciones post-empleo y beneficios de largo plazo a sus trabajadores activos o jubilados; de acuerdo con el cumplimiento de requisitos previamente definidos, los cuales se refieren a:

Pensiones de jubilación.

La Compañía posee un plan de pensión de beneficios definidos sobre el cual no presenta activos específicos, excepto por, los recursos propios originados en el desarrollo de su actividad operacional. Los planes de pensiones de beneficios establecen el monto de beneficio por pensión que recibirá un empleado a su retiro, el que usualmente depende de uno o más factores, tales como, edad del empleado, años de servicio y compensación.

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera, respecto de los planes de pensiones de beneficios definidos, es el valor presente de la obligación del beneficio definido a la fecha del estado de situación financiera, junto con los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales no reconocidas. La obligación por el beneficio definido se calcula por actuarios independientes usando el método de unidad de crédito proyectado. El valor presente de la obligación de beneficio definido, se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados usando las tasas de interés calculada a partir de la curva de rendimiento de los Títulos de Deuda Pública del Gobierno de Colombia (TES) denominados en unidades de valor real (UVR) que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por pensiones hasta su vencimiento.

Las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de ajustes por la experiencia y cambios en las hipótesis actuariales se cargan o abonan al patrimonio neto en el otro resultado integral, en el período en el que surgen.

La obligación por pensiones de jubilación, incluye los efectos de la aplicación correspondiente a las nuevas tasas de mortalidad autorizadas por la Superintendencia Financiera, mediante el Decreto 1555 del 30 de julio de 2010.

La base de pensionados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a :

Concepto	al 31 de diciembre de 2015	al 31 de diciembre de 2014	al 1 de enero de 2014
Pensionados	313	313	301
Edad promedio	63,44	62,44	61,43

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

*Otras obligaciones post-empleo**Beneficios a pensionados*

La Compañía otorga los siguientes auxilios a sus empleados retirados por pensión: (i) Auxilio educativo y (ii) Auxilio de energía de acuerdo a lo establecido en la convención colectiva de trabajo.

El derecho a los beneficios mencionados generalmente se da al empleado independiente de que haya trabajado hasta la edad de retiro. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo usando una metodología semejante a la de los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en otros resultados integrales en el período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan anualmente por actuarios independientes calificados.

La base de pensionados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a :

	al 31 de diciembre de 2015	al 31 de diciembre de 2014	al 1 de enero de 2014
Auxilio educativo			
Pensionados	85	99	105
Edad promedio	18,78	18,89	18,04
Auxilio energía			
Pensionados	298	299	301
Edad promedio	63,45	62,45	61,43

Cesantías retroactivas

Las cesantías retroactivas, consideradas como beneficios post-empleo, se liquida a aquellos trabajadores pertenecientes al régimen laboral anterior a la Ley 50 de 1990 y que no se acogieron al cambio de régimen. Esta prestación social se liquida por todo el tiempo laborado con base en el último salario devengado y se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan al otro resultado integral.

La base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de esta obligación corresponde a :

Concepto	Al 31 de diciembre de 2015	Al 31 de diciembre de 2014	Al 1 de enero de 2014
Empleados	105	108	110
Edad promedio	51,35	50,44	49,65
Antigüedad	22,32	21,30	20,32

Beneficios de largo plazo

La Compañía reconoce a sus empleados activos, beneficios asociados a su tiempo de servicio, como son los quinquenios, el cual consiste en realizar un pago por cada 5 años de servicio ininterrumpidos a trabajadores cuya fecha de contratación fue realizada antes del 21 de septiembre de 2005 y se devenga a partir del segundo año, de acuerdo con lo definido en la convención colectiva de trabajo.

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo, usando una metodología semejante a la que se usa para los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en el resultado del período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan por actuarios independientes calificados. La base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de esta obligación corresponde a:

Concepto	al 31 de diciembre de 2015	al 31 de diciembre de 2014	al 1 de enero de 2014
Empleados	169	169	171
Edad promedio	50,43	49,43	48,57
Antigüedad	20,78	19,78	18,81

Al 31 de diciembre de 2015 el cálculo actuarial de beneficios post empleo fue realizado por la firma Aon Hewitt México, utilizando el siguiente conjunto de hipótesis:

Hipótesis financieras:

Tipo de tasa	al 31 de diciembre de 2015	al 31 de diciembre de 2014	al 1 de enero de 2014
Tasa de descuento	7,44%	7,04%	7,25%
Tasa de incremento salarial (personal activo)	4,20%	4,00%	4,00%
Tasa de Incremento a las pensiones	3,20%	3,00%	3,00%
Inflación estimada	3,20%	3,00%	3,00%
Inflación servicio médico	8,00%	8,00%	4,00%

Hipótesis demográficas:

Base biométrica	
Tasa de mortalidad	Tabla colombiana de mortalidad 2008 (Rentistas válidos)
Tasa de mortalidad inválidos	Tabla interna Enel
Invalidez total y permanente	EISS
rotación	Tabla interna Enel
Retiro	Hombres: 62 Mujeres: 57

El movimiento de las obligaciones por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

	Personal jubilado		Personal activo		Plan de beneficios definidos
	Pensiones	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2014	\$ 67.104.800	\$ 3.920.553	\$3.937.398	\$ 2.674.455	\$77.637.206
Costo del Servicio Corriente	-	-	197.174	132.550	329.724
Costo por Intereses	4.506.163	264.021	276.348	178.004	5.224.536
Contribuciones Pagadas	(5.992.290)	(313.722)	(676.891)	(557.759)	(7.540.662)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(1.386.361)	(70.889)	(30.526)	(28.875)	(1.516.651)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(1.412.053)	25.913	306.035	1.076.372	(3.733)
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	\$ 62.820.259	\$ 3.825.876	\$4.009.538	\$ 3.474.747	\$74.130.420

El movimiento de las obligaciones por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

	Personal jubilado		Personal activo		Plan de beneficios definidos
	Pensiones	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	
Saldo inicial al 01 de enero de 2014	\$ 69.104.342	\$ 3.742.900	\$3.336.540	\$2.925.852	\$79.109.634
Costo del Servicio Corriente	-	-	209.659	188.276	397.935
Costo por Intereses	4.656.234	259.533	185.624	268.715	5.370.106
Contribuciones Pagadas	(7.947.253)	(310.248)	(712.423)	(488.286)	(9.458.210)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(520.993)	262.745	859.702	(131.986)	469.468
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	1.812.470	(34.377)	58.296	(88.116)	1.748.273
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	\$ 67.104.800	\$ 3.920.553	\$3.937.398	\$2.674.455	\$ 77.637.206

En el siguiente cuadro se observa el comportamiento en el valor presente de la obligación por cada uno de los beneficios definidos, con relación a la variación porcentual en 100 puntos básicos por encima o por debajo de la tasa de descuento utilizada para el cálculo actual.

Cambio en tasa de descuento	Personal jubilado		Personal activo		Plan de beneficios definidos
	Pensiones	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	
- 100 puntos básicos	69.509.514	4.194.314	4.428.402	3.628.377	81.760.607
+ 100 puntos básicos	57.278.951	3.511.937	3.640.751	3.474.748	67.906.387

- (2) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y 1 de enero de 2014 corresponde principalmente a bonificaciones por \$9.415.642 , \$9.628.900 y \$8.844.725, vacaciones y prima de vacaciones por \$4.572.119, \$4.734.055 y \$3.889.089 respectivamente.

Asimismo, La Compañía hace aportes periódicos de ley para cesantías y seguridad social integral: salud, riesgos profesionales y pensiones, a los respectivos fondos privados y a Colpensiones que asumen estas obligaciones en su totalidad. Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y 1 de enero de 2014 los aportes de seguridad social y parafiscales asciende a \$1.701.737, \$1.688.093 y \$1.716.722, y cesantías e interés de cesantías \$2.237.714, \$950.324 y \$877.548 respectivamente.

Convención colectiva de trabajo

El día 5 de agosto de 2015 se cerró la etapa de arreglo directo entre la Compañía y el sindicato Sintraelec con un acuerdo total entre las partes. La Convención Colectiva de Trabajo será suscrita en fecha posterior luego de conciliar el texto de la misma. Dentro de los principales aspectos acordados se encuentra una vigencia de 3 años para la Convención Colectiva, mantener el mismo campo de aplicación de la convención actual (trabajadores beneficiarios), el incremento del valor de los beneficios convencionales actuales y reconocimiento de prerrogativas en materia de ahorro, libre inversión y salud.

- (3) En noviembre de 2015, la Compañía inició la comunicación e implementación del plan de retiro voluntario "Plan San José", dirigido a 56 trabajadores vinculados mediante contrato a término indefinido que cumplen con las características descritas en los siguientes grupos:

Grupo 1: Trabajadores convencionales que: (i) ingresaron a la Compañía antes del 1 de enero de 1992. (ii) no cumplieron con los requisitos de pensión convencional al 31 de julio de 2010 (Acto legislativo 01 de 2015) (iii) A la fecha del Plan San José se encuentran entre 0 y 10 años para cumplir con la edad de jubilación de acuerdo con la Ley.

Grupo 2: Trabajadores integrales y convencionados que actualmente se encuentran entre 0 y 2 años para cumplir requisito de edad de pensión de Ley.

Grupo 3: Trabajadores integrales y convencionados a quienes les aplica de acuerdo a la nueva estructura organizativa de la Compañía

Teniendo en cuenta que el nivel de acogimiento de las ofertas fue inferior a lo previsto para la fecha de cierre, la Compañía prorrogó el período de aceptación hasta el 31 de marzo de 2016 con el fin de dar un período prudente para que los trabajadores puedan analizar y consultar su decisión a nivel individual como con su entorno social.

Al 31 de diciembre de 2015, aceptaron la oferta presentada en el Plan San José 26 trabajadores, los cuales iniciaron su retiro el 15 de diciembre de 2015 hasta el 31 de enero de 2016, previa conciliación ante el Juez Laboral. La Administración espera la aceptación de la población faltante en el período de prórroga.

Los beneficios otorgados mediante el Plan San José se describen a continuación:

Renta Temporal: consiste en el pago mensual entre el 70% y el 90% del salario de una prestación económica, desde el momento de la terminación del contrato de trabajo por mutuo acuerdo y hasta cuatro (4) meses después de que el trabajador cumpla el requisito de edad establecido a la fecha en la Ley para acceder a la pensión de vejez (62 años hombres, 57 años mujeres). El pago de la totalidad de este beneficio se girara a cada participe a través del fondo de pensiones PROTECCION SA, sin que el mismo sea considerado como un activo de la Compañía.

Este beneficio se ofreció a trabajadores con las características descritas en el grupo 1 y grupo 2. Al 31 de diciembre de 2015 aceptaron la propuesta 13 trabajadores de 21 ofertas presentadas.

Para los trabajadores que aceptaron el pasivo reconocido en el estado de situación financiera, respecto de la renta temporal, es el valor presente de la obligación del beneficio definido a la fecha del estado de situación financiera menos los pagos realizado al fondo de pensiones. La obligación por el beneficio definido se calcula por actuarios independientes usando el método de unidad de crédito proyectado. El valor presente de la obligación de beneficio definido, se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados usando las tasas de interés calculada a partir de la curva de rendimiento de los Títulos de Deuda Pública del Gobierno de Colombia (TES) denominados en unidades de valor real (UVR) que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación.

Al 31 de diciembre de 2015 el cálculo actuarial de la renta temporal fue realizado por la firma Aon Hewitt México, la cual utilizó las hipótesis enunciadas en los planes de beneficios post-empleo.

Adicionalmente, la Compañía constituyó una provisión de acuerdo con la probabilidad de aceptación de los trabajadores pendientes de aceptación de acuerdo con el período de prórroga.

Bono de Retiro: Consiste en un único pago realizado al trabajador en el momento de suscribir la correspondiente acta de conciliación, en donde termina el contrato laboral por mutuo acuerdo y se liquidará teniendo en cuenta el salario del trabajador y la antigüedad. Este beneficio se ofreció a trabajadores con las características descritas en el grupo 3. Al 31 de diciembre de 2015 aceptaron la propuesta 17 trabajadores de 35 ofertas presentadas.

Para los trabajadores que aceptaron la Compañía reconoció el efecto en el estado de resultado de acuerdo con la liquidación y pago del Bono de Retiro.

Adicionalmente, la Compañía constituyó una provisión de acuerdo con la probabilidad de aceptación de los trabajadores pendientes de aceptación de acuerdo con el período de prórroga.

Otros Beneficios: adicional a los beneficios descritos, la Compañía ofreció beneficios comunes a convenionados e integrales con posterioridad a la terminación del contrato de trabajo por mutuo acuerdo y hasta el 31 de diciembre de 2016, entre los cuales se encuentran beneficios de medicina prepagada y seguros de vida entre otros.

El movimiento por efectos del Plan San José al 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

	Renta temporal	Bono de retiro	Otros beneficios	Total beneficios plan de retiro voluntario
Costo del período por ofertas aceptadas	\$ 2.254.749	1.643.163	\$ 34.037	\$ 3.931.949
Aportes del empleador (1)	(1.709.697)	(1.643.163)	-	(3.352.860)
Costo por provisión por expectativa de aceptación	1.736.183	534.982	-	2.271.165
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	\$ 2.281.235	\$ 534.982	\$ 34.037	\$ 2.850.254

18. Impuestos por pagar

Impuesto sobre la renta

	al 31 de diciembre de 2015	al 31 de diciembre de 2014	al 1 de enero de 2014
Impuesto de renta corriente (1)	\$ 455.766.707	\$ 462.876.050	\$ 392.436.518
Anticipo de renta año	(222.017.188)	(147.673.211)	(186.293.444)
Descuentos tributarios y retenciones en la fuente	(6.887.826)	(11.525.872)	(15.680.830)
Autorretenciones de retención en la fuente	(57.205.689)	(47.638.565)	(48.083.552)
Autorretenciones CREE	(41.914.369)	(38.986.679)	(23.530.835)
(Activos) Pasivos por impuestos corrientes	\$ 127.741.635	\$ 217.051.723	\$ 118.847.857

(1) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el pasivo por impuesto de renta corriente está compuesto por:

	al 31 de diciembre de 2015	al 31 de diciembre de 2014
Impuestos a las ganancias relativos al resultado del período	\$ 452.670.743	\$ 462.876.050
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral (Ver Nota 27)	3.095.964	-
	\$ 455.766.707	\$ 462.876.050

Las principales partidas conciliatorias entre la utilidad antes del impuesto y la renta líquida gravable que explican la diferencia entre la tarifa para sociedades del 25% correspondiente al impuesto sobre la renta y del 14% del impuesto sobre la renta para la equidad - CREE y Sobretasa del CREE respecto a la tasa efectiva sobre la utilidad del 36,44% al 31 de diciembre de 2015 y del 30,15% al 31 de diciembre de 2014, son las siguientes:

Concepto	al 31 de diciembre de 2015 Valor	Tasa (%)	al 31 de diciembre de 2014 Valor
Utilidad contable antes de impuesto sobre la renta	\$ 1.393.048.039		\$ 1.454.450.177
Partidas que aumentan la renta líquida			
Impuesto a la riqueza	35.522.489	5,25	-
Provisiones deducibles	19.318.713	2,86	14.337.071
Ingresos gravados	11.837.153	1,75	30.934.120
Contribución a las transacciones financieras	5.919.403	0,88	2.493.922
Otros	2.215.360	0,33	-
Gastos no deducibles	1.693.421	0,25	3.431.231
Impuestos no deducibles	278.874	0,04	267.116
Amortización en ciencia y tecnología	74.090	0,01	123.701
Diferencia aportes parafiscales y pensiones	68.695	0,01	102.243
Intereses presuntos	3.657	0,00	-

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

Concepto	al 31 de diciembre de 2015		al 31 de diciembre de 2014	
	Valor	Tasa (%)	Valor	Tasa (%)
Total partidas que aumentan la renta líquida	76.931.855	11,38	51.689.404	
Partidas que disminuyen la renta líquida				
Deducciones por activos fijos reales productivos	(243.909.809)	(36,08)	(187.494.134)	
Depreciación y amortización fiscal	(125.959.258)	(18,63)	(4.063.216)	
Ingresos no gravados	(19.226.750)	(2,84)	(2.948.053)	
Total partidas que disminuyen la renta líquida	(389.095.817)	(57,55)	(194.505.403)	
Renta líquida gravable	1.080.884.077	25,00	1.311.634.178	
Tasa de impuesto	25%		25%	
Impuesto de renta	270.221.019	(21,17)	327.908.545	
Ganancias ocasionales	410.970		11.276	
Tasa de impuesto ganancia ocasional	10%		10%	
Impuesto ganancia ocasional	41.097		1.128	
Total Impuesto de renta y complementarios	\$ 270.262.116		\$ 327.909.673	

Impuesto de renta para la equidad – CREE

Concepto	31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
	Valor	Tasa (%)	Valor	Tasa (%)
Renta líquida gravable ordinaria	\$ 1.080.884.078		\$ 1.311.634.178	
Más deducciones especiales				
Donaciones	598.700	0,12	621.796	0,10
Deducciones por activos fijos reales productivos	243.909.809	49,87	187.494.134	28,75
Menos ingresos no gravados y gastos deducibles				
Amortización inversión ciencia y tecnología	(74.090)	(0,02)	(123.701)	(0,02)
Renta líquida gravable CREE	1.325.318.497	9,00	1.499.626.407	9,00
Tasa de impuesto CREE y Sobretasa	9%		9%	
Impuesto de renta CREE	119.278.665	58,98	134.966.377	37,83
Renta líquida gravable CREE	1.325.318.497		1.499.626.407	
Base no gravable sobretasa CREE	(800.000)	(0,12)	-	
Renta líquida gravable sobretasa CREE	1.324.518.497	5,00	1.499.626.407	
Tasa de impuesto CREE	5%		0%	
Sobretasa Impuesto de Renta CREE	66.225.925		-	
Impuesto de renta CREE y Sobretasa	\$ 185.504.590		\$ 134.966.377	

Concepto	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Total Impuesto de renta y complementarios	\$ 270.262.116	\$ 327.909.673
Impuesto de renta CREE y Sobretasa	185.504.590	134.966.377
Total	455.766.706	462.876.050

Conciliación del patrimonio

	31 de diciembre de 2015	al 31 de diciembre de 2014	al 1 de enero de 2014
Patrimonio contable	\$ 3.558.112.111	\$ 2.861.661.452	\$ 3.434.307.304
Pasivos estimados	46.669.629	29.018.973	27.274.894
Aportes parafiscales y pensiones	68.695	-	-
Ajuste fiscal a los activos	458.622.940	486.878.100	492.778.205
Ajuste fiscal a los diferidos	6.456.031	14.195.720	(10.535.449)
Provisión deudores	3.764.232	1.671.674	180.821
Depreciación Inventarios de seguridad	1.159.228	-	-
Ajuste fiscal a las inversiones	7.796.843	-	-
Inversión en ciencia y tecnología	(52.001)	(225.312)	-
Impuesto diferido	(81.286.227)	(185.959.545)	(164.168.857)
Depreciación diferida	(259.954.484)	-	-
Patrimonio fiscal	\$ 3.741.356.997	\$ 3.207.241.062	\$ 3.779.836.918

Precios de transferencia

Los contribuyentes del impuesto de renta que celebren operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior, están obligados a determinar, para efectos del impuesto sobre la renta, sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, sus activos y pasivos, considerando para estas operaciones los precios y márgenes de utilidad que se hubieran utilizado en operaciones comparables con entidades independiente. Para el año 2014 los asesores externos adelantaron la actualización del estudio de precios de transferencia y documentación comprobatoria, exigido por disposiciones tributarias, tendientes a demostrar que las operaciones con vinculados económicos del exterior se efectuaron a precios de mercado durante 2014 y que no hay lugar a incluir ajustes en la declaración de renta del mismo año. La declaración informativa y documentación comprobatoria se presentaron el 16 de julio de 2015. Para el 2015 los asesores externos validaron las operaciones a realizar generadas con cada vinculado económico. El estudio y documentación comprobatoria se iniciara en al 2016, los cuales vencen en julio del mismo año.

Contrato de estabilidad jurídica

A continuación se describen los principales aspectos del contrato de estabilidad jurídica celebrado entre la Nación (Ministerio de Minas y Energía) y la Compañía, perfeccionado el 20 de diciembre de 2010:

Objeto: La Compañía se compromete a construir la hidroeléctrica “El Quimbo” (Ver Nota 1).

Monto de inversión y Plazos: Las inversiones de la Compañía relacionadas con el proyecto El Quimbo inicialmente comprometidas fueron por \$1.922.578.143, cifra que fue ajustada en el año 2014 para un total por un valor de 2.505.762.578 frente al que se pagó una prima total por \$15.912.514.

En el año 2015 la Compañía aprobó una mayor inversión en el Proyecto Hidroeléctrico el Quimbo, la cual sumada a la inversión anterior, el gasto financiero y el plan de restauración asciende a un total de 3.519.128.550 lo que genera un ajuste a la prima del contrato de estabilidad jurídica de \$4.657.387. Este ajuste fue propuesto al Ministerio de Minas y Energía y al Comité de Estabilidad Jurídica, se está a la espera de su aprobación.

Normas claves objeto de Estabilidad Jurídica (con favorabilidad):

- Tarifa de renta (33%), exclusión del cálculo de renta presuntiva y deducciones especiales por inversiones en desarrollo científico y por inversiones en medio ambiente, entre otras.
- Permite asegurar la estabilidad de la deducción especial por inversión en activos fijos reales productivos (30%), la cual se desmontó partir del 1 de enero de 2011.

Obligaciones de las Partes

a. Obligaciones de la Compañía:

Cumplir con el monto de la inversión planeada para la construcción y puesta en marcha del proyecto hidroeléctrico El Quimbo.

Pagar la prima de estabilidad jurídica por \$9.612.890 (consignada el 23 de diciembre de 2010).- (Nota 10) y ajustarla en el evento en que se realicen aumentos en el monto de la inversión, tal y como se hizo según explicación previa. En diciembre de 2014 la Compañía pagó \$6.299.623 por concepto de ajuste de la prima con ocasión de la mayor inversión probada y para el año 2015 se presentó propuesta de liquidación y pago de \$4.657.387 conforme a la mayor inversión aprobada en ese período.

Pagar tributos oportunamente.

Contratar una auditoría independiente encargada de revisar y certificar el cumplimiento de los compromisos adquiridos en el contrato, para este propósito la Compañía contrató a un tercero especialista quien emitió su opinión sin salvedades en marzo de 2015.

b. Obligaciones de la Nación:

Garantizar por 20 años la estabilidad de las normas incluidas en el contrato con favorabilidad para el proyecto Quimbo

19. Otros pasivos no financieros

	Al 31 de diciembre de 2015	Al 31 de diciembre de 2014	Al 1 de enero de 2014
Ingresos diferidos (1)	\$ 3.824.724	\$ 2.096.059	\$ 2.410.213

(1) Corresponde a ingresos recibidos por anticipado por ventas parciales de predios. Cuando el tercero cancela la totalidad del predio se activa el ingreso disminuyendo la cuenta de ingresos diferidos y dando de baja el predio.

20. Patrimonio

Capital

El capital autorizado se compone de 286.762.927 acciones, con un valor nominal de \$4.400 por cada acción. El capital suscrito y pagado, está representado por 127.961.561 acciones ordinarias y 20.952.601 acciones con dividendo preferencial para un total de acciones de 148.914.162 con valor nominal de \$4.400, distribuidas así:

Composición Accionaria 2015:

Accionistas	Acciones Ordinarias Con Derecho a Voto		Acciones Preferenciales Sin Derecho a Voto		Composición Accionaria	
	(%) Participación	Número de Acciones	(%) Participación	Número de Acciones	(%) Participación	Número de Acciones
Empresa de Energía de Bogotá S. A. E.S.P.	43,57%	55.758.250	100,00%	20.952.601	51,51%	76.710.851
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	31,27%	40.019.173	–%	–	26,87%	40.019.173
Enersis S.A.	25,15%	32.176.823	–%	–	21,61%	32.176.823
Otros minoritarios	0,01%	7.315	–%	–	0,01%	7.315
	100,00%	127.961.561	100,00%	20.952.601	100,00%	148.914.162

Al 31 de diciembre de 2013 Enersis S.A. se registró ante DECEVAL S.A. en calidad de accionista de la Compañía como titular del 21,61% de las acciones en circulación.

Del total de acciones de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP, 20.952.601 acciones corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial de US\$0,1107 por acción.

Distribución de dividendos

La Asamblea General de Accionista para el período terminado al 31 de diciembre de 2014 ordenó distribuir utilidades con cargo a la utilidad neta generada bajo los principios de contabilidad generalmente aceptados anteriores (Decreto 2649 de 1993), vigentes a la fecha de corte en mención.

La Asamblea General de Accionistas del 26 de marzo de 2014, según Acta No. 88, ordenó distribuir dividendos por \$870.141.109 con cargo a la utilidad neta del ejercicio comprendido por el 2013. El 100% del dividendo preferente por \$4.589.339 se canceló en junio de 2014, los dividendos ordinarios se pagaron en junio de 2014 por \$328.640.103 y en noviembre de 2014 por \$215.146.525; el saldo restante se pagó en enero de 2015.

La Asamblea General de Accionistas del 27 de noviembre de 2014, según Acta No. 91, ordenó distribuir dividendos por \$719.310.264, con cargo a la utilidad neta del ejercicio comprendido entre el 1 de enero y el 31 de agosto de 2014, los cuales se pagaron en junio de 2015 por \$379.014.586 y el saldo restante se pagó el 26 de octubre de 2015.

La Asamblea General de Accionistas del 25 de marzo de 2015, según Acta No. 92, ordenó que la utilidad comprendida entre el 1 de septiembre y el 31 de diciembre de 2014 por \$286.222.317, se distribuyeran en dividendos por \$187.919.676 y el restante \$98.302.641, se constituyera reserva por aplicación de la depreciación acelerada de acuerdo al artículo 130 del estatuto tributario. El 100% de los dividendos se cancelaron el 26 de marzo de 2016.

Reservas

	Al 31 de diciembre de 2015	Al 31 de diciembre de 2014	Al 1 de enero de 2014
Reserva Legal	\$ 327.611.157	\$ 327.611.157	\$ 327.611.157
Reserva para Depreciación Diferida (Art. 130 ET)	98.302.641	-	-
Otras Reservas	178.127	178.127	178.127
	\$ 426.091.925	\$ 327.789.284	\$ 327.789.284

- (1) De acuerdo con la Ley colombiana, la Compañía debe transferir como mínimo el 10% de la utilidad del año a una reserva legal, hasta que ésta sea igual al 50% del capital suscrito. Esta reserva no está disponible para ser distribuida, sin embargo, puede ser utilizada para absorber pérdidas.
- (2) La Asamblea General de Accionistas del 25 de marzo de 2015, según Acta No. 92, ordenó constituir reserva por concepto de la depreciación acelerada establecida en conformidad con el Artículo 130 del Estatuto Tributario por \$98.302.641 con cargo a la utilidad neta del período comprendido entre el 1 de septiembre y el 31 de diciembre de 2014. Resaltando que para efectos fiscales se utilizara el método de depreciación por reducción de saldos a partir del año 2014 y contablemente se continuaría por el sistema de línea recta.

21. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos

	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014
Ventas de energía (1)	\$ 2.287.875.739	\$ 1.865.517.154
Ventas en bolsa de energía (1)	911.206.155	740.386.646
Ventas de energía	3.199.081.894	2.605.903.800
Ventas de gas (2)	30.597.981	1.670.994
Total Ingresos de actividades ordinarias	\$ 3.229.679.875	\$ 2.607.574.794

- (1) Las ventas de energía presentan un incremento del 23% respecto 2014, principalmente por aumento de la demanda en 105 Gwh para el mercado no regulado; mayores ventas por contratos de éste mercado por \$133.311; efecto positivo por mejor precio de venta en bolsa respecto a 2014 mayor a \$0,459 \$/kwh, aumento de IPC en 9% que genera mayores ingresos por precios en mercado mayorista por \$55.741.000 y \$8.926.000 en el mercado no regulado.
- (2) El 14 de enero 2015 la Compañía procedió con la inscripción al Registro Único de Prestadores de Servicios públicos de acuerdo con la regulación vigente para la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, actualmente cuenta con 22 clientes en el país.

Reconciliaciones negativas Resolución CREG 176 de 2015

El 26 de febrero de 2016 la Compañía presentó una solicitud de conciliación pre-judicial ante la Procuraduría General de la Nación – Procuraduría Judicial Administrativa, con el fin de revisar por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, la liquidación de las reconciliaciones negativas causadas en el mes de octubre de 2015, teniendo en cuenta que la Compañía considera que estas reconciliaciones deben estar sujetas a la normatividad vigente en las resoluciones CREG 006 de 2003 y 0084 de 2007, por lo tanto las mismas no se pueden liquidar con efecto retroactivo ya que la metodología bajo la nueva resolución CREG 176 de 2015 solo puede tener efectos hacia futuro, es decir, a partir del 28 de octubre de 2015 fecha de su publicación. A la fecha la Compañía no ha interpuesto demanda alguna por esta reclamación a la espera del resultado de la audiencia de conciliación. La cuantía de las pretensiones relativas al restablecimiento del derecho vulnerado y de reparación del daño es de \$100.410.738.

El administrador del mercado XM mediante la comunicación radicada el 22 de febrero de 2016, manifestó que la inconformidad presentada por la Compañía sobre el artículo 01 de la resolución CREG 176 de 2015 era procedente; sin embargo no definió formas, fechas o montos en los cuales los ajustes serían aplicados en la facturación de la vigencia 2016. La Compañía no considera definitiva la respuesta de XM, dado que no es la entidad llamada a definir si la Resolución CREG 176 de 2015 es ajustada o no a derecho, sumando al hecho que la CREG, regulador del mercado, se ha mantenido en su posición de aplicación retroactiva de la mencionada resolución, por lo que la comunicación de XM no da certeza de que se resarzan los perjuicios acaecidos por la Compañía y torna en indeterminado el tiempo en el cual dicho reconocimiento pueda ocurrir.

Otros ingresos de explotación

A continuación se presenta el detalle de otros ingresos:

	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014
Arrendamientos de inmuebles SD	\$ 295.808	\$ 287.589
Otros servicios MNR	86.879	60.290
Alquiler de equipos de medida y otros	8.778	35.973
Alquiler de equipos	1.327	1.769
Otras prestaciones de servicios	392.792	385.621
Indemnización por daños (1)	23.185.913	2.565.864
Mercado secundario cargo por confiabilidad	6.646.438	3.773.454
Ingreso desviación comercializador	3.261.766	625.007
Otros servicios	2.173.387	2.358.514
Multas y sanciones (2)	1.621.305	21.357.846
Venta de material obsoleto	1.254.771	1.150.546
Sobrantes de Material	60.855	44.707
Recuperaciones otros gastos	-	184.511
Otros ingresos de explotación	38.204.435	32.060.449
Total otros ingresos de explotación	\$ 38.597.227	\$ 32.446.070

- (1) Incluye indemnización reconocida por Mapfre por \$21.680.710 con ocasión al daño registrado en el dique auxiliar del proyecto El Quimbo.
- (2) En 2014 incluye sanciones aplicadas a los proveedores asociados a la ejecución de obras en el proyecto El Quimbo por incumplimiento de los cronogramas o tiempos de ejecución por \$21.314.443.

22. Aprovisionamientos y servicios

	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014
Compras de energía (1)	\$ 680.967.739	\$ 281.367.189
Gastos de transporte de energía (2)	270.953.039	240.876.915
Consumo de combustible (3)	236.332.186	113.843.528
Otros aprovisionamientos variables y servicios (*)	133.676.853	134.599.827
Compra de gas (4)	28.009.195	1.851.033
	\$ 1.349.939.012	\$ 772.538.492

- (1) Aumento en la cantidad de compras reconciliadas en 150 Gwh dado el incremento de la asignación del servicio de AGC y mayor precio de compra en reconciliación en 0,421 \$/kWh dado el mayor precio de bolsa.
- (2) El aumento en los costos de transporte se deben principalmente al aumento de 17,2 GWh en la demanda del mercado no regulado en diciembre de 2015, respecto al mismo período de 2014. Adicionalmente las tarifas del sistema de transmisión nacional, regional y el sistema de distribución local presentaron una aumento de \$0,008/kWh en promedio, y el valor de las restricciones se incrementó \$0,0035/kWh.

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

- (3) Mayor generación térmica dado los requerimientos de seguridad producto del fenómeno del niño. Consumos de combustibles líquidos central Cartagena 2015 \$154.052.432 con un incremento del 200% respecto al 2014 en 258 Gwh. Consumo de carbón mineral central Termozipa en 2015 por \$76.350.780 con un incremento del 26% respecto al 2014 equivalente a 235 Gwh.
- (4) El 14 de enero 2015 la Compañía procedió con la inscripción al Registro Único de Prestadores de Servicios públicos de acuerdo con la regulación vigente para la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, actualmente cuenta con 22 clientes en el país.

Otros aprovisionamientos variables y servicios (*)

	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015		Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014	
Contribuciones y Regalías Ley 99 de 1993 (1)	\$	54.494.869	\$	53.391.061
Restricciones (2)		20.999.319		14.084.043
Fondo Solidaridad Reforma Ley 633		16.599.352		15.578.033
Costo CND, CRD, SIC		12.163.117		12.896.343
Otros servicios de apoyo a la generación		9.318.372		14.134.316
Otros impuestos locales asociados al negocio		4.923.806		3.658.579
Seguros de Cumplimiento		3.977.803		12.455.718
Servicios de lectura		3.359.908		3.173.171
Mercado Secundario Cargo por Confiabilidad		3.019.240		1.841.800
Impuesto de Industria y Comercio		2.573.201		2.007.177
Contribuciones Entes Reguladores		2.247.866		1.379.586
	\$	133.676.853	\$	134.599.827

- (1) De acuerdo con la Ley 99 de 1993, la Compañía está obligada a efectuar transferencias para proyectos de saneamiento básico y mejoramiento ambiental a los municipios y corporaciones autónomas regionales, equivalentes al 6% de las ventas brutas de energía por generación propia en las plantas hidráulicas, y el 4% en las plantas térmicas, de acuerdo con la tarifa que para ventas en bloque señale la Comisión Regulatoria de Energía y Gas (CREG).
- (2) Corresponde a las limitaciones que tiene el sistema Interconectado Nacional - SIN, para atender los requerimientos de energía. Las restricciones dan lugar a generaciones de energía forzadas que pueden ser más costosas que las generaciones en condiciones ideales.

Margen variable

El 2015 se caracterizó por presentar condiciones relativamente secas, reflejadas en aportes hidrológicos en los embalses del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de 89% con respecto a la media histórica del 93% en 2014, junto con la ocurrencia del fenómeno de "El Niño", que empezó a manifestarse con mayor fuerza a partir de septiembre, lo cual ocasionó que el precio de bolsa superara el precio de escasez en 109 días durante el año (10 días en mayo y desde el 20 de septiembre hasta fin de año de forma continua). El Precio de escasez representa un precio techo para la demanda, a partir del cual se materializa para los agentes la exigencia de las obligaciones de energía firme (Resolución CREG 071 de 2006), mercado de obligaciones entre generadores que afectó financieramente a algunos generadores térmicos del sector. Dada esta situación de las centrales térmicas con costos variables superiores al precio de escasez, la CREG emitió la Resolución 178/ 2015 (vigencia 6 meses), dando la opción de remunerar hasta 0,47066 \$/kWh las obligaciones de energía firme generadas con combustible líquido; Resolución vigente desde el 28 octubre/2015.

El precio promedio de bolsa del año fue 0,378 \$/kWh un 68% mayor respecto al 2014, influenciado principalmente por precios altos presentados en los últimos 4 meses del año por los aportes deficitarios del país.

Se destaca que el precio de bolsa alcanzó un máximo horario de 2,821 \$/kWh de octubre. Este nivel de precios condujo a la CREG a establecer un techo al precio de oferta de los recursos; 75% del costo del primer escalón de racionamiento - Res. CREG 172 de 2015.

A pesar de esta situación energética del país, la Compañía cumplió en el agregado de días que se activó el precio de escasez con la entrega de sus obligaciones de energía firme al sistema, realizó una gestión óptima del portafolio que permitió la consecución de un margen variable anual gross margin de \$1.918.338; 3% superior al año 2014.

23. Gastos de personal

	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014
Sueldos y salarios (1)	\$ 61.914.545	\$ 57.454.372
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	16.406.319	13.021.316
Gasto por obligación por beneficios por planes de retiro (2)	6.203.114	-
Otros gastos de personal	1.544.493	529.950
Gasto por obligación por beneficios post empleo (3)	1.406.097	355.213
	\$ 87.474.568	\$ 71.360.851

(1) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, corresponde a sueldos y salarios por \$42.987.320 y \$41.076.344, bonificaciones por \$9.703.091 y \$7.643.911, vacaciones y prima de vacaciones por \$3.891.472 y \$3.865.693, prima de servicios por \$2.533.828 y \$2.270.971, cesantías e intereses de cesantías por \$2.266.107 y \$1.041.408 y amortización de beneficios a empleados por \$532.727 y \$1.556.045 respectivamente.

(2) Corresponde a los gastos asociados al plan de retiro voluntario "Plan San José" (Ver Nota 17)

(3) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, corresponde principalmente al costo del servicio corriente del personal activo asociado al beneficio de cesantías retroactivas por \$142.046 y \$174.614, quinquenios por \$132.551 y \$188.275, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2015, como resultado del cálculo actuarial realizado por la firma AON se incluye el efecto de las pérdidas actuariales en quinquenios por \$1,076.371 y (\$88.816), respectivamente.

24. Otros Gastos Fijos de Explotación

	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014
Tributos y tasas (1)	\$ 38.330.497	\$ 2.670.022
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros (2)	31.783.139	27.833.198
Primas de seguros (3)	22.334.986	16.162.132
Otros suministros y servicios (4)	17.516.945	19.096.538
Reparaciones y conservación	10.353.041	13.510.863
Arrendamientos y cánones	3.417.926	3.368.952
Gastos de Transportes y viajes	1.436.804	1.065.358
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	2.691.150	1.807.901
	\$ 127.864.488	\$ 85.514.964

(1) Corresponde principalmente al reconocimiento del impuesto a la riqueza del 2015 por \$35.522.489 de acuerdo con la Ley 1739 de diciembre de 2014 que creó el impuesto a la riqueza por los años 2015 a 2017 para las personas jurídicas.

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014
Mantenimiento y operación centrales	\$ 18.251.241	\$ 17.454.622
Honorarios	3.532.143	2.037.341
Casino y cafetería	3.399.035	3.422.747
Otros contratos de administración y operación	2.614.469	1.661.282
Seguridad industrial	1.857.240	1.185.243
Servicio de telecomunicaciones	1.012.197	1.245.669
Servicios de desarrollo de software y aplicaciones informáticas	764.047	524.694
Materiales y suministros de oficina	339.832	285.965
Combustibles y lubricantes	12.935	15.635
	\$ 31.783.139	\$ 27.833.198

- (1) En el año 2015 se amortizó la póliza ALOP sobre las obras de El Quimbo por valor \$2.585.315. Así mismo la prima de las pólizas de Responsabilidad Civil y Todo Riesgo presentó un incremento de aproximadamente \$3.610.000.
- (2) Corresponde principalmente a servicios de seguridad y vigilancia por \$5.647.153, servicio de aseo por \$2.582.130, estudios y proyectos por \$3.580.631 y donaciones Fundación Endesa por \$598.700.

25. Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro

	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014
Depreciaciones (1)	\$ 158.631.638	\$ 136.518.547
Amortizaciones (2)	5.496.859	16.150.791
Reversión (Pérdidas) por deterioro activos financieros (3)	457.493	2.760.070
	\$ 164.585.990	\$ 155.429.408

- (1) Al 31 de diciembre de 2015 el incremento en el gasto por depreciación con respecto al mismo corte del año 2014, corresponden principalmente a la entrada en operación del proyecto "El Quimbo" que generó una depreciación en 2015 por \$6.575.738, otros incrementos en este rubro se generaron por trabajos realizados en la CT. Termozipa, CT Cartagena y CH Guavio.
- (2) La reducción en las amortizaciones a diciembre de 2015 con referencia a 31 de diciembre de 2014, corresponde principalmente a que en el 2014 se amortizaron totalmente los siguientes proyectos de expansión:

Proyecto de Expansión	Valor Amortización 2014
Oporapa	\$ 1.269.863
Guatiquia	1.458.382
Conversión Cartagena	6.582.776
Total	\$ 9.311.021

- (1) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, corresponde al saldo de la dotación y recuperación de la cartera comercial por \$167.115 y \$2.402.253 respectivamente y al saldo de la dotación y recuperación de la cartera de empleados retirados y otras cuentas por cobrar por \$290.378 y \$357.547 respectivamente.

26. Resultado financiero

	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes (1)	\$ 11.583.352	\$ 15.080.565
Intereses por financiación a clientes	1.450.761	1.860.379
Intereses de cuentas por cobrar	904.638	3.427.556
Ingresos financieros, netos	13.938.751	20.368.500
Obligaciones financieras (2)	(336.710.258)	(284.129.361)
Gravamen a los movimientos financieros	(11.838.805)	(4.987.844)
Obligación por beneficios post empleo (3)	(5.195.662)	(5.181.715)
Otros costos financieros	(949.403)	(3.279.104)
Arrendamientos financieros (Leasing)	(40.575)	32.922
Valoración derivados financieros	743.833	94.666
Gastos financieros	(353.990.870)	(297.450.436)
Gasto financieros capitalizado	168.974.389	159.720.402
Gastos financieros, netos	(185.016.481)	(137.730.034)
Ingreso por diferencia en cambio realizada (4)	7.870.676	4.108.925
Gasto por diferencia en cambio no realizada (4)	(4.125.346)	(7.930.057)
Diferencias de cambio, neto	3.745.330	(3.821.132)
Total resultado financiero neto	\$ (167.332.400)	\$ (121.182.666)

- (1) Corresponde principalmente a rendimientos financieros de moneda nacional de depósitos e inversiones en diferentes entidades financieras supervisadas y controladas por la Superintendencia Financiera de Colombia.
- (2) Las obligaciones financieras a diciembre 31 de 2015 corresponden a intereses por los bonos emitidos y generados bajo el programa de emisión y colocación de bonos por la Compañía, así:

Operación	Valor
Bonos emitidos	\$ 300.578.833
Club Deal	21.623.208
Créditos de tesorería	11.418.648
Préstamos bancarios Banco de Crédito del Perú	2.412.317
Préstamos bancarios Bank Of Tokyo	622.917
Préstamos intercompañía	54.335
Total Gasto de Obligaciones F.	\$ 336.710.258

- (3) El detalle de los intereses por pensiones y beneficios laborales son los siguientes:

Concepto	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Pensiones	\$ 4.506.163	\$ 4.656.234
Educación	24.714	25.676
Energía	239.308	233.858
Quinquenios	149.129	56.289
Cesantías	276.348	209.658
	\$ 5.195.662	\$ 5.181.715

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes (1)	\$ 11.583.352	\$ 15.080.565
Intereses por financiación a clientes	1.450.761	1.860.379
Intereses de cuentas por cobrar	904.638	3.427.556
Ingresos financieros, netos	13.938.751	20.368.500
Obligaciones financieras (2)	(336.710.258)	(284.129.361)
Gravamen a los movimientos financieros	(11.838.805)	(4.987.844)
Obligación por beneficios post empleo (3)	(5.195.662)	(5.181.715)
Otros costos financieros	(949.403)	(3.279.104)
Arrendamientos financieros (Leasing)	(40.575)	32.922
Valoración derivados financieros	743.833	94.666
Gastos financieros	(353.990.870)	(297.450.436)
Gasto financieros capitalizado	168.974.389	159.720.402
Gastos financieros, netos	(185.016.481)	(137.730.034)
Ingreso por diferencia en cambio realizada (4)	7.870.676	4.108.925
Gasto por diferencia en cambio no realizada (4)	(4.125.346)	(7.930.057)
Diferencias de cambio, neto	3.745.330	(3.821.132)
Total resultado financiero neto	\$ (167.332.400)	\$ (121.182.666)

(1) Corresponde principalmente a rendimientos financieros de moneda nacional de depósitos e inversiones en diferentes entidades financieras supervisadas y controladas por la Superintendencia Financiera de Colombia.

(2) Las obligaciones financieras a diciembre 31 de 2015 corresponden a intereses por los bonos emitidos y generados bajo el programa de emisión y colocación de bonos por la Compañía, así:

Operación	Valor
Bonos emitidos	\$ 300.578.833
Club Deal	21.623.208
Créditos de tesorería	11.418.648
Préstamos bancarios Banco de Crédito del Perú	2.412.317
Préstamos bancarios Bank Of Tokyo	622.917
Préstamos intercompañía	54.335
Total Gasto de Obligaciones F.	\$ 336.710.258

(3) El detalle de los intereses por pensiones y beneficios laborales son los siguientes:

Concepto	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Pensiones	\$ 4.506.163	\$ 4.656.234
Educación	24.714	25.676
Energía	239.308	233.858
Quinquenios	149.129	56.289
Cesantías	276.348	209.658
	\$ 5.195.662	\$ 5.181.715

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al “resultado antes de impuestos” y el gasto registrado por el citado impuesto en el estado de resultados consolidados correspondiente al 31 de diciembre de 2015:

Reconciliación tasa efectiva de impuestos	31 de diciembre de 2015	al 31 de diciembre de 2014
Ganancia (Pérdida)	\$ 885.455.395	\$ 1.015.944.575
Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	507.592.645	438.505.602
Ganancia (Pérdida) antes de impuesto	1.393.048.040	1.454.450.177
Tasa legal de impuesto vigente	39%	34%
Impuesto según tasa legal vigente	(543.288.736)	(494.513.060)
Diferencias permanentes:		
Impuestos no deducibles (1)	(2.417.920)	(938.753)
Impuesto a la riqueza no deducibles	(13.853.771)	-
Gastos sin relación de causalidad y otros no deducibles (2)	(1.346.349)	(1.523.177)
Gastos de ejercicios anteriores	-	-
Efecto neto movimiento pasivos estimados y provisiones permanentes	(755.015)	(139.143)
Intereses presuntos	(1.426)	(6.157)
Deducciones por activos fijos reales productivos	60.977.452	46.873.534
Ingresos de ejercicios anteriores	-	-
Utilidad por venta de activos fijos gravados con ganancia ocasional	(41.097)	(1.128)
Otras diferencias permanentes	(160.048)	(30.925)
Ajuste renta año 2014 declaración de renta (3)	(338.369)	-
Ajuste diferencia de tasas - ajuste diferido años anteriores	(6.407.365)	11.773.207
Efecto ajuste sobretasa CREE	40.000	-
Total diferencias permanentes	35.696.092	56.007.458
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	\$ (507.592.644)	\$ (438.505.602)

- (1) Corresponde principalmente al 39% del gravamen a los movimientos financieros por \$2.308.567, al impuesto de vehículos por \$18.808, al impuesto de alumbrado público \$89.953, entre otros por \$592.
- (2) Corresponde principalmente a las atenciones a empleados como gastos deportivos, de bienestar por \$251.635, provisiones de gastos no deducibles por \$1.182.865, entre otros por \$88.677.
- (3) Corresponde al ajuste de la declaración del impuesto sobre la renta en 2014 por (\$413.807) y depreciación por reducción de saldos por \$752.176.

28. Utilidad por acción

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas de la Compañía ajustada por los dividendos preferentes después de impuestos, entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año. Al 31 de diciembre de 2015, no se tiene acciones comunes adquiridas por la Compañía.

	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014
Utilidad del ejercicio atribuible a los propietarios	\$ 885.455.395	\$ 1.015.944.575
Dividendos Preferenciales (1)	608.754	462.433
Utilidad del ejercicio atribuible a los propietarios ajustado por		
Dividendos Preferenciales	878.150.348	1.010.395.377
Promedio ponderado de las acciones en circulación	148.914.162	148.914.162
Utilidad por acción básica (*)	\$ 5.897,02	\$ 6.785,09

(*) Cifra expresada en pesos colombianos

- (1) Del total de acciones de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP., 20.952.601 acciones corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial anual de US\$0,11 por acción.

29. Resultado integral

El detalle del otro resultado integral se presenta a continuación:

	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio		
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	\$ 2.567.882	\$ (2.437.843)
Ganancias (pérdidas) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI (1)	(1.853.059)	-
Ajustes de reclasificación, activos financieros disponibles para la venta	-	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo (2)	(697.458)	3.704.305
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio, neto de impuestos	17.365	1.266.462
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio		
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (1)	(1.024.152)	819.687
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral (3)	(78.276)	(1.222.421)
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio	(1.102.428)	(402.734)
Total Otro resultado integral	\$ (1.085.063)	\$ 863.728

(1) Al 31 de diciembre de 2015, corresponde a las pérdidas derivadas de la inversión en Electricaribe S.A E.S.P como resultado de la valoración por el método de los múltiplos.

(2) Al 31 de diciembre de 2015, corresponde al Mark to Market resultado de la valoración de los derivados de cobertura tanto para forward como swap.

30. Activos y pasivos en moneda extranjera

Las normas existentes en Colombia permiten la libre negociación de divisas extranjeras a través de los bancos y demás instituciones financieras a tasas libres de cambio. No obstante, la mayoría de las transacciones en moneda extranjera requieren el cumplimiento de ciertos requisitos legales.

Resumen de activos y pasivos denominados en divisas:

	Al 31 de diciembre de 2015		
	(en EUR)	(en US Dólares)	(en miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo	439	155.947	492.659
Deudores	119.292	8.640.390	23.500.222
Cuentas por pagar	(234.366)	(1.372.152)	(5.162.954)
Posición (activa) neta	(114.635)	7.424.185	18.829.927

	Al 31 de diciembre de 2014		
	(en EUR)	(en US Dólares)	(en miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo	2.871	551.551	1.327.922
Deudores	176.270	3.758.553	7.930.408
Cuentas por pagar	(18.387)	(1.121.906)	(2.944.591)
Posición (activa) neta	160.754	3.188.198	6.313.739

	Al 1 de enero de 2014		
	(en EUR)	(en US Dólares)	(en miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo	3.583	19.528	47.166
Deudores	327.893	4.937.902	10.380.279
Cuentas por pagar	(14.049)	(363.899)	(749.717)
Posición (activa) neta	317.427	4.593.531	9.677.728

31. Sanciones

Al 31 de diciembre de 2015 la Compañía no ha sido sancionada por ningún concepto.

32. Otros seguros

La Compañía adicionalmente a los seguros relacionados en la nota de Propiedad, Planta y Equipo (*ver nota 12*), cuenta con los siguientes:

Bien / persona Asegurada	Riesgos cubiertos	Valor asegurado	Vencimiento	Compañía aseguradora
Mercancía transportada	Pérdida o daño de los bienes transportados	Límite \$2.500.000	31/12/2015	MAPFRE
Empleados con contrato directo Emgesa	Muerte, incapacidad total y permanente	Suma asegurada máxima individual: \$ 600	1/01/2016	Generali Colombia
Consejeros o directivos	Responsabilidad civil de directores y administradores	USD \$5.000	10/11/2016	AIG Seguros

33. Compromisos y contingencias

I. Compromisos de compra:

La Compañía al 31 de diciembre de 2015 tiene compromisos por compra de energía y combustibles así:

Período	Carbón	Combustibles	Energía	Total
2016	\$ 56.879.457	\$ 44.414.523	\$ 45.874.157	\$ 147.168.137

II. Contingencias:

Contingencias

Al 31 de diciembre de 2015 los siguientes son los principales litigios que enfrenta la Compañía, para los cuales la gerencia con el soporte de sus asesores legales externos e internos, estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para la Compañía y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa su posición financiera.

Impuesto de Industria y Comercio

Las Compañías de la línea de generación de energía en Colombia han sido requeridas por municipios que intentan gravar a la Compañía por concepto de impuesto de industria y comercio tomando como base sus ingresos, desconociendo así, la aplicación del régimen especial contenido en la Ley 56 de 1981 según el cual, este tributo se debe liquidar teniendo en cuenta la capacidad de generación de energía instalada en planta.

Los municipios de Yaguará, Caloto, Puerto Tejada, Yumbo Puerto Nare y Guachené, han expedido liquidaciones de aforo por concepto del impuesto de industria y comercio por las vigencias fiscales 1998 al 2014 por un valor acumulado de \$38.996 millones, de los cuales \$35.790 millones corresponden a pleitos con el municipio de Yaguará.

Actualmente se adelantan acciones de Nulidad y Restablecimiento del Derecho ante la jurisdicción del Contencioso Administrativo en contra de las liquidaciones proferidas por los municipios mencionados. La Compañía junto con sus asesores externos e internos, con base en criterios jurisprudenciales reiterados, concluyeron que los eventos contingentes relacionados con el impuesto de industria y comercio tienen una probabilidad de pérdida remota para el caso de Yaguará y una probabilidad de pérdida posible para los demás pleitos.

En este último caso las probabilidades de pérdida disminuyeron sustancialmente toda vez que la Corte Constitucional declaró la exequibilidad del artículo 181 de la ley 1607 de 2014 el cual reiteró que la venta de energía es la culminación de la actividad de generación por lo que siempre que la energía vendida haya sido generada por la vendedora, se grava con ICA solo donde está la planta de generación de conformidad con lo dispuesto en la Ley 56 de 1981. El Consejo de Estado asumió lo expuesto por la Corte Constitucional y en 2016 resolvió varios procesos favorables a los intereses de la Compañía.

Impuesto de Renta Año Gravable 2003

El proceso tiene su fundamento en el no reconocimiento por parte de la administración de la Compañía de los beneficios derivados de la aplicación de la Ley Páez. En ese orden, la autoridad tributaria considera que la Compañía no era objeto de la aplicación de los beneficios provenientes de dicha ley sobre la totalidad de sus ingresos. La cuantía del proceso asciende a la suma de \$96.393.000.

La Compañía junto con sus asesores externos, concluyeron que el evento contingente relacionado con la renta del año 2003 es remoto.

34. Gestión de riesgos

La Compañía está expuesta a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por la Compañía en el establecimiento de su política de gestión de riesgos destacan los siguientes:

- a) Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- b) Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo de la Compañía.
- c) Cada gerencia y área corporativa define:
 - i. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - ii. Criterios sobre contrapartes.
 - iii. Operadores autorizados.
- d) Las gerencias y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- e) Todas las operaciones de las gerencias y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados para cada caso.
- f) Las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de la Compañía.

Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es reducir la volatilidad del gasto financiero reflejado en el estado de resultados.

Dependiendo de las estimaciones de la Compañía y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los Instrumentos que pueden ser utilizados corresponden a Swaps de tasa, que fijan desde tasa variable a fija. Actualmente la Compañía no tiene contratadas coberturas de tasa de interés.

En el siguiente cuadro se presenta el análisis de sensibilidad del gasto financiero asociado a la deuda emitida, con relación a la variación porcentual de los índices de la tasa de interés de la deuda que se presentan a continuación:

Indexador	al 31 de diciembre de 2015		al 31 de diciembre de 2014	
IPC +/- 267 puntos básicos	(+/-) \$	65.542.317	(+/-) \$	66.720.345
IBR +/- 199 puntos básicos	(+/-) \$	9.100.008	(+/-) \$	6.315.149
DTF +/- 153 puntos básicos	(+/-) \$	2.038.332	(+/-) \$	-

(*) Los movimientos de la tasa de interés se tomaron con base a la volatilidad histórica del IPC en un período de tres años (2012-2015 y 2011-2014, para los cálculos de 2015 y 2014, respectivamente) tomando dos veces la variación estándar de la serie.

Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio se pueden presentar, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Deuda contratada por la Compañía denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Ingresos que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.

Teniendo en cuenta que la moneda funcional de la Compañía es el peso colombiano se hace necesario mitigar el riesgo de tipo de cambio minimizando la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos que pueden ser utilizados corresponden derivados (forwards y Swaps) de tipo de cambio. Actualmente la Compañía contrata coberturas para tipo de cambio con el fin de cubrir el pago de facturas en dólares para la compra de activos en moneda extranjera y para cubrir la deuda tomada en moneda extranjera.

Riesgo de “commodities”

La Compañía se encuentra expuesta al riesgo de la variación del precio de “commodities”, fundamentalmente a través de operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados locales y a la compra de combustibles para la operación de sus centrales térmicas.

La Compañía realiza la mayoría de transacciones de compra de energía mediante contratos en los que se ha pactado previamente un precio, mitigando de esta manera este riesgo.

Los combustibles líquidos se compran a precio de mercado y no tienen ningún tipo de cubrimiento de riesgos por cambios en los precios. Los combustibles sólidos como el carbón se fijan en contratos a dos años con indexación de precios por IPP con el fin de mantener estable el valor de compra.

Riesgo de Liquidez

La Compañía mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo, caja e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales. Los recursos disponibles deben cubrir las necesidades proyectadas de servicio de la deuda financiera (capital más intereses) neta, es decir, después de derivados financieros. A continuación se presentan los flujos de efectivo contractuales de los pasivos financieros con terceros hasta su vencimiento sin descontar:

Concepto	Corriente			No Corriente				
	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	5 a 10 años	Más de 10 años	Total No Corriente
Bonos Emitidos (capital + intereses)	\$ 135.144.741	\$ 131.022.722	\$ 266.167.463	\$ 888.054.790	\$ 953.816.893	\$ 1.933.229.291	\$ 362.156.166	\$ 4.137.257.140
Préstamos Bancarios (capital + intereses)	148.293.736	389.887.249	538.180.985	172.842.889	25.055.735	293.017.076	-	490.915.700
Obligaciones por leasing financiero (capital + intereses)	59.163	176.622	235.785	434.028	-	-	-	434.028
Instrumentos derivados	558.011	2.588.526	3.146.537	-	-	-	-	-
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	283.625.592	-	283.625.592	-	-	-	-	-
	\$ 567.681.243	\$ 523.675.119	\$ 1.091.356.362	\$ 1.061.331.707	\$ 978.872.628	\$ 2.226.246.367	\$ 362.156.166	\$ 4.628.606.868

Riesgo de Crédito

La Compañía realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales

El riesgo de crédito en la Compañía es históricamente limitado dado el corto plazo de cobro a los clientes, lo cual permite que no acumulen individualmente montos significativos. Así mismo la regulación permite proceder con el corte del suministro, y en casi todos los contratos se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito mediante la evaluación de los indicadores de cartera general e individual

Activos de carácter financiero

Las inversiones de los recursos disponibles de las Compañías (inversiones de tesorería), originadas en la operación y en otros ingresos no operacionales y las operaciones de derivados financieros se efectuarán con entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea que cumplan con la calificación de riesgo mínima solicitada por la Compañía.

La calificación de riesgo mínima de las contrapartes financieras debe ser grado de inversión internacional de largo plazo, o su equivalente en escala local teniendo en cuenta el mínimo rating internacional de moneda extranjera de la República de Colombia. Sólo podrá invertirse en contrapartes con una calificación inferior, dentro de los límites establecidos por riesgos para contrapartes no grado de inversión, o previa aprobación por medio de un Waiver vigente otorgado por riesgos.

Las calificaciones de riesgo locales deben ser emitidas por una calificadora de riesgo reconocida y legalmente establecida en Colombia. Para las calificaciones de riesgo internacional serán aceptables las otorgadas por Moody's, S&P y FitCH. Cuando una Contraparte Financiera cuente con más de una calificación, se tomará la más baja para efectos de lo dispuesto en este numeral.

Las operaciones de excedentes de liquidez deben cumplir los siguientes criterios generales:

- **Seguridad:** con el objetivo de preservar el valor del portafolio de inversiones, los recursos disponibles a ser colocados deben cumplir con los requisitos de calificación crediticia contenida en este documento.
- **Liquidez:** los instrumentos que hacen parte de las inversiones deben contar con alta liquidez en el mercado.
- **Rentabilidad:** dentro de los límites de riesgo permitidos se debe buscar el máximo retorno posible a las inversiones.
- **Diversificación:** se debe evitar la concentración del riesgo en un determinado tipo de emisor o contraparte.
- **Transparencia:** todas las operaciones y compromisos efectuados en el manejo de los Recursos Disponibles deben quedar explícitamente registradas y soportadas, y regirse por las normas y procedimientos vigentes.

Medición del riesgo

En el riesgo de tasa de cambio, la Compañía lleva a cabo el cálculo de la efectividad de los forwards de moneda que replican en un 100% los flujos del subyacente, contratados para cubrir el riesgo de variación del peso Colombiano con respecto al dólar por la cobertura de los pagos

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

Para esto se hace el cálculo de efectividad mediante el test retrospectivo y el prospectivo. El test prospectivo se define como el cociente entre la diferencia trimestral del fair value (MTM) del forward real y la diferencia trimestral del fair value del forward hipotético.

El derivado hipotético se define como el forward que a la fecha de contratación, reduce en su totalidad el riesgo de tipo de cambio y replica en un 100% los flujos del subyacente para el período cubierto. En cada fecha de evaluación, que será de forma trimestral, el cociente deberá estar en el rango de 80-125% para que el forward sea considerado como efectivo, y por lo tanto, calificado como cobertura contable.

El test de efectividad prospectiva se realizará comparando cambios en valor justo entre el derivado real que ha sido contratado y un derivado hipotético para distintos casos de tipo de cambio. Este análisis de simulación consiste en desplazar el tipo de cambio forward a dos escenarios hipotéticos: +20% y -20%. Los resultados de variaciones en valor justo de ambos instrumentos serán comparados debiéndose encontrar en un rango entre el 80% - 125% para poder aplicar contabilidad de cobertura. De esta forma se demuestra que desplazamientos del tipo de cambio, afecta de la misma forma al valor justo del derivado hipotético y del derivado real.

35. Valor razonable

El valor razonable de los activos financieros y pasivos financieros se presenta por el importe al que se podría canjear el instrumento en una transacción corriente entre partes de común acuerdo y no en una transacción forzada o de liquidación, de acuerdo a la política definida (Ver nota 3.1.8 y 3.13).

A continuación se muestran los activos y pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable, al 31 de diciembre de 2015:

	Importes en libros	Valores razonables
	Al 31 de diciembre de 2015	
Activos Financieros (1)		
Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar	325.471.364	324.962.490
Préstamos y otras cuentas por cobrar	10.838.547	10.745.626
Total de activos financieros	336.309.911	335.708.116
	Importes en libros	Valores razonables
	Al 31 de diciembre de 2015	
Pasivos financieros (2)		
Bonos emitidos	\$ 3.194.212.062	\$ 3.195.497.208
Club Deal	305.824.875	282.945.763
Créditos de tesorería	598.039.319	596.058.448
Obligaciones por leasing	601.340	613.024
Total de pasivos financieros	\$ 4.098.677.596	\$ 4.075.114.443

(1) La Compañía evalúa las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar a largo plazo, sobre la base de parámetros tales como las tasas de interés, los factores de riesgo de cada país en particular, la solvencia del cliente y las características de riesgo de la cartera financiada. Sobre la base de esta evaluación, se registran provisiones para contabilizar las pérdidas esperadas sobre estas cuentas por cobrar. Solo se realiza el cálculo de valor razonable para cartera mayor a un año que corresponde a la cuenta por cobrar a XM por la compensación para generación térmica definida en la resolución CREG 178 del 2015.

(2) La Compañía emplea las tasas de descuento de la curva Cero Cupón para realizar el cálculo del valor razonable del pasivo financiero de acuerdo al vencimiento de cada cupón hasta el pago total de la obligación.

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

Los valores razonables del efectivo y equivalentes de efectivo y las cuentas por pagar comerciales, se aproximan a sus importes en libros, en gran medida, debido a los vencimientos a corto plazo de estos instrumentos.

Al 31 de diciembre de 2015, La Compañía mantiene en su estado de situación financiera los siguientes activos financieros y pasivos financieros medidos por su valor razonable, clasificados por Niveles de acuerdo a la política definida (*Ver nota 3.13*) :

Activos Financieros	Nivel 2
Inversiones financieras - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (<i>Ver Nota 5</i>)	\$ 2.740.235
Pasivos Financieros	
Instrumentos derivados (<i>Ver Nota 14</i>)	\$ 3.146.537

36. Aprobación de Estados Financieros

Los estados financieros de propósito general de la Compañía al 31 de diciembre de 2015, fueron aprobados por la Junta Directiva según acta No 428 del 16 de febrero de 2016 con el fin de ser presentados a la Asamblea General de Accionistas conforme al Código de Comercio.

37. Eventos Subsecuentes

- Emisión bonos ordinarios**

El 11 de febrero de 2016, la Compañía realizó la emisión del Séptimo Tramo del bajo el Programa de Emisión y Colocación de Bonos ordinarios aprobado por la Superintendencia Financiera de Colombia por un monto total de \$525.000.000 en plazos de tres y siete años. El Programa y los bonos están calificados AAA por Fitch Ratings Colombia. Los recursos obtenidos con esta colocación de Bonos se destinarán para la sustitución de obligaciones financieras, y para financiar el plan de inversiones de la Compañía. Esta emisión tuvo una demanda total del 1,7 veces el valor ofertado, llegando a \$660.100 millones y fue adjudicada en dos series:

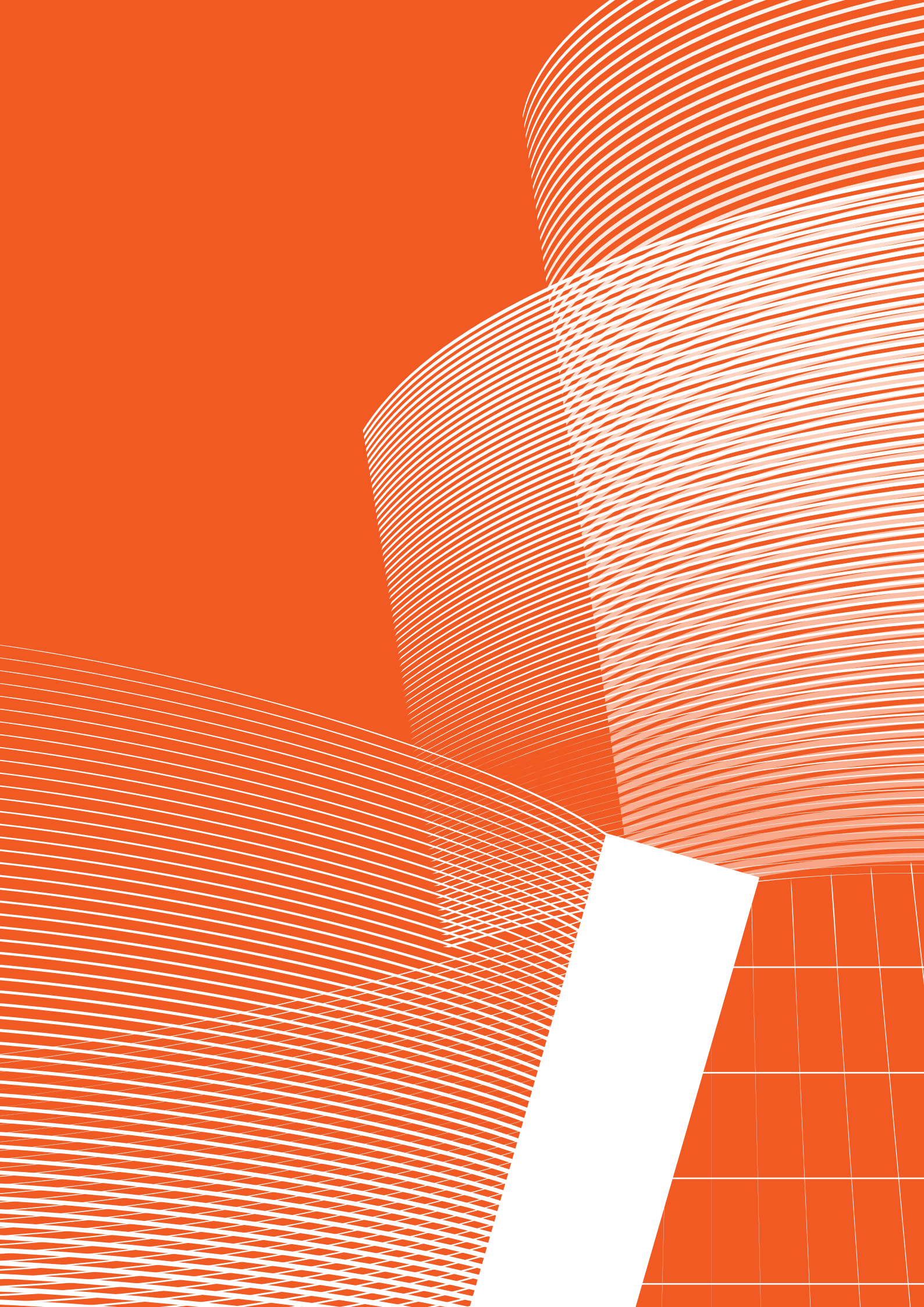
Concepto	Serie B3	Serie B7
Indicador	IPC	IPC
Tasa de Interés	IPC + 3.49%	IPC + 4.69%
Plazo	3 años	7 años
Fecha de Emisión	11-02-2016	11-02-2016
Fecha de Vencimiento	11-02-2019	11-02-2023
Periodicidad de Intereses	TV	TV
Monto Adjudicado	234.870.000	290.130.000

- Proyecto Hidroeléctrico el Quimbo:**

El Tribunal Administrativo del Huila, mediante auto de fecha 22 de febrero de 2016, proferido dentro de la acción popular N° 410012333 00020140052400, ordenó la constitución de una póliza otorgada por una compañía de seguros por la suma de \$20.000.000, con el fin de amparar los perjuicios económicos y ambientales que la operación de la hidroeléctrica pudiera causar. La Compañía está evaluando el contenido y alcance del auto, para establecer las acciones y procedimientos a implementar.

▮ Código de Comercio





Bogotá, 11 de Febrero de 2016

Señores
Accionistas
Emgesa S.A. E.S.P.
Ciudad

Respetados señores:

En cumplimiento de lo señalado en el numeral 3 del artículo 446 del Código de Comercio, a continuación les presentamos la siguiente información económica y financiera, *expresada en cifras en Miles de Pesos*:

- a) Detalle de los egresos por concepto de salarios, honorarios, viáticos, gastos de representación, bonificaciones, prestaciones en dinero y en especie, erogaciones por concepto de transporte y cualquiera otra clase de remuneraciones que hubiere percibido cada uno de los directivos de la sociedad.

Honorarios pagados a los miembros de la Junta Directiva

HONORARIOS JUNTA DIRECTIVA	
Tercero	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015
BONILLA GONZALEZ RICARDO	\$ 37.594
GUTIERREZ MEDINA FERNANDO	8.494
HERRERA LOZANO JOSE ALEJANDRO	20.558
JIMENEZ RODRIGUEZ DIANA MARCELA	3.126
LAFURIE LUISA FERNANDA	31.446
LOPEZ VALDERRAMA ANDRES	3.436
MALDONADO COPELLO MARIA MERCEDES	17.035
RIGA BRUNO	25.974
ROA BARRAGÁN RICARDO	34.768
RUBIO DIAZ LUCIO	37.594
TORRES MACIAS ALVARO	2.825
VARGAS LLERAS JOSE ANTONIO	37.594
PRORRATEO DE IVA	338
Total	\$ 260.782

Honorarios pagados a los miembros del Comité de Auditoria

HONORARIOS COMITÉ DE AUDITORIA	
Tercero	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015
HERRERA LOZANO JOSE ALEJANDRO	\$ 5.156
LAFURIE LUISA FERNANDA	9.345
MALDONADO COPELLO MARIA MERCEDES	6.222
PRORRATEO DE IVA	580
ROA BARRAGÁN RICARDO	11.378
RUBIO DIAZ LUCIO	7.286
VARGAS LLERAS JOSE ANTONIO	4.092
Total	\$ 44.059

- b) Las erogaciones por los mismos conceptos indicados en el literal anterior, que se hubieren hecho en favor de asesores o gestores vinculados o no a la sociedad mediante contrato de trabajo, cuando la principal función que realicen consista en tramitar asuntos ante entidades públicas o privadas, o aconsejar o preparar estudios para adelantar tales tramitaciones:

Honorarios de asesoría Legal:

HONORARIOS JURIDICOS		
Tercero	Concepto	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015
AESCA S A	ASESORIA LABORAL	146.546
ALVAREZ ARIAS EINAR ANDRES	ASESORIA LEGAL	9.917
ARANGO GARCIA JUAN JOSE	ASESORIA LEGAL	11.600
AREZ CONSULTORES Y ASESORES S A S	ASESORIA LEGAL	59.284
BAKER & MCKENZIE SAS	ASESORIA TRIBUTARIA	40.143
BVQI COLOMBIA LTDA	ASESORIA LEGAL	11.983
CRUZ RINCÓN GERMAN JAVIER FERNANDO	ASESORIA LEGAL	10.400
ETEK INTERNATIONAL CORP SUCURSAL CO	ASESORIA LEGAL	27.760
GARRIGUES COLOMBIA SAS	ASESORIA LEGAL	40.600
HINCAPIE MOLINA JUAN GUILLERMO	ASESORIA LEGAL	1.392
HURTADO MORA JORGE IVAN	ASESORIA LEGAL	5.000
LEWIN & WILLS ABOGADOS LTDA	ASESORIA LEGAL	18.059
LOBOGUERRERO GUTIERREZ LTDA	ASESORIA LEGAL	18.637
LUPA JURIDICA S A S	ASESORIA LEGAL	6.126
QC INVERSIONES SAS	ASESORIA LEGAL	27.389
QUINONES CRUZ ABOGADOS SAS	ASESORIA FISCAL	32.659
TAMAYO JARAMILLO JAVIER	ASESORIA LEGAL	70.142
VELASQUEZ RAMIREZ MARTHA INES	ASESORIA LEGAL	50.207
YAZO HERRERA ERIK JHOANI	ASESORIA LEGAL	91.000
Total		\$ 678.844

Honorarios de asesores:

HONORARIOS AUDITORIAS, ASESORIAS Y ESTUDIOS		
Tercero	Concepto	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015
AON MEXICO BUSINESS SUPPORT SA DE C	HONORARIOS CALCULO ACTUARIAL	\$ 18.257
BBVA CHILE	VALORACIÓN PROYECTO ENERGIAS ALTERNATIVAS	139.978
CONINGLES LTDA	ASESORIA SELECCIÓN	3.702
CONSULTORES UNIDOS SA	HONORARIOS INVENTARIO ACTIVOS FIJOS	60.000
COSINTE LTDA CONSULTORIA SEGURIDAD	ASESORIA SELECCIÓN	9.486
ERNST & YOUNG AUDIT S.A.S	HONORARIOS REVISORIA FISCAL	368.930
ERNST & YOUNG AUDIT S.A.S	HONORARIOS OTROS TRABAJOS DE AUDITORIA	569.924
HAY GROUP LTDA	HONORAIOS ESTRUCTURA DE CARGOS	100.000
INSIGHT M&C SAS	ASESORIA SELECCIÓN	16.066
KPMG IMPUESTOS Y SERVICIOS LEGALES	ASESORIA FISCAL	76.940
MARGARITA PAEZ Y CONSULTORES S A	ASESORIA SELECCIÓN	6.612
MCKINSEY & COMPANY	ASESORIA GO TO MARKET	326.767
NATALIA GODOY CONSULTORES	ASESORIA LABORAL	25.708
PRICEWATERHOUSECOOPERS ASESORES	PRECIOS DE TRANSFERENCIA	36.750
PRICEWATERHOUSECOOPERS ASESORES	HONORARIOS MAPPATURA	529.102
PRICEWATERHOUSECOOPERS LTDA	ASESORIA NIIF	55.650
PRORRATEO DE IVA	PRORRATEO DE IVA	201.655
Total		\$ 2.545.527

c) Detalle de los gastos de propaganda y de relaciones públicas:

Publicidad en radio, televisión, correo, impresos y relaciones públicas

IMPRESOS Y PUBLICACIONES		
Tercero	Concepto	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015
CRANE FERRO JULIANA	TRADUCCION ESTADOS FINANCIEROS	\$ 9.537
FORMAS Y PAPELES LTDA	IMPRESIONES	2.615
MARTINEZ SABA FANNY AZUCENA	IMPRESIÓN BROCHURE BVC	917
OOKRE IMPRESORES LTDA	MATERIAL CORPORATIVO	100.984
PRORRATEO DE IVA	PRORRATEO DE IVA	224
PSICOLOGOS ESPECIALISTAS ASOCIADOS	MATERIAL CORPORATIVO	16.247
SANCHEZ HERNANDEZ YADY ANDREA	MATERIAL CORPORATIVO	316
SARMIENTO QUIINTERO LUZ DARY	IMPRESIÓN ESTADOS FINANCIEROS	515
SERVI FLASH IMPRESORES SAS	IMPRESIONES	8.614
SOS SOLUCIONES DE OFICINA Y SUMINIS	IMPRESIONES	1.962
T C IMPRESORES LTDA	IMPRESIONES	568
T C IMPRESORES LTDA	MEMORIAS ANUALES	13.489
Total		\$ 155.988

PUBLICIDAD Y PROPAGANDA		
Tercero	Concepto	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015
ABC PRODEIN	RELACIONES PUBLICAS	\$ 36.470
AD ORANGE S.A.S.	EVENTOS CORPORATIVOS	14.579
ANGULO RODRIGUEZ RICARDO DANIEL	EVENTOS CORPORATIVOS	810
ARKADIN COLOMBIA SAS	EVENTO RESULTADOS	9.191
CARAT COLOMBIA SAS	AVISO DE PRENSA	60.378
CARAT COLOMBIA SAS	RELACIONES PUBLICAS	2.139
CASA EDITORIAL EL TIEMPO S A	AVISO DE PRENSA	409
DARIO RAMIREZ MACIAS	EVENTOS CORPORATIVOS	1.048
DIAZ FLORO ALVAREZ	RELACIONES PUBLICAS	1.900
EDITORIA DEL HUILA LTDA.	AVISO DE PRENSA	10.000
ENERGÍA LABSTORE S.A.S.	EVENTOS CORPORATIVOS	28.212
EVENTOS EFECTIVOS Y PRODUCCIONES S.A.	EVENTOS CORPORATIVOS	213.934
EVENTOS EFECTIVOS Y PRODUCCIONES S.A.	RELACIONES PUBLICAS	1.662
HELICOPTEROS NACIONALES DE COLOMBIA	EVENTOS CORPORATIVOS	15.599
J M C Y ASOCIADOS S A	RELACIONES PUBLICAS	395
MINDSHARE DE COLOMBIA LTDA	PAUTA PUBLICITARIA	144.540
PUBLICIS GROUPE MEDIA S.A.	RELACIONES PUBLICAS	184.609
YOUNG & RUBICAM BRANDS SAS	INTERNET - REDES SOCIALES	2.278
PRORRATEO DE IVA	PRORRATEO DE IVA	546
Total		\$ 728.699

Participación en eventos y congresos y patrocinios

TRANSFERENCIA DE DINERO Y BIENES A TITULO GRATUITO		
Tercero	Concepto	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015
ACOLGEN	PATROCINIO 2015	\$ 24.900
ASOCIACION COLOMBIANA DE GAS NATURAL	PATROCINIO 2015	12.000
ASOCIACION COLOMBIANA DE INGENIEROS	PATROCINIO ENERCOL 2015 BE2000	7.656
CORPORACIÓN PARA LA PROMOCIÓN DE LA	PATROCINIO FESTIVAL DEL B	60.000
FIDUCIARIA DAVIVIENDA	PATROCINIO CONGRESO MEM NOV15	14.500
Total		\$ 119.056

d) Las transferencias de dinero y demás bienes, a título gratuito o a cualquier otro que pueda asimilarse a éste, efectuadas en favor de personas naturales o jurídicas;

Transferencia de Dineros y Bienes a Título Gratuito

APORTES		
Tercero	Concepto	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015
FUNDACION ENDESA	APORTE FUNDACION	\$598.700

- e) Al 31 de diciembre de 2015 los dineros u otros bienes que la sociedad posea en el exterior y las obligaciones en moneda extranjera son:

	Al 31 de diciembre de 2015		
	(en EUR)	(en US Dólares)	(en miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo	439	155.947	492.659
Deudores	119.292	8.640.390	23.500.222
Cuentas por pagar	(234.366)	(1.372.152)	(5.162.954)
Posición (activa) neta	(114.635)	7.424.185	18.829.927

- f) Al 31 de diciembre de 2015, las inversiones de la compañía en otras sociedades, nacionales o extranjeras corresponden a:

El detalle de las inversiones reconocidas bajo el método del costo son:

Títulos Participativos en Acciones	Actividad Económica	Relación	Acciones Ordinarias	% Participación	Valor 31/12/15	Valor 31/12/14	Valor 1/1/14
Sociedad Portuaria							
Central Cartagena S.A.	Servicios Portuarios	Subsidiaria	55.071	95,95	\$5.507	\$ 5.507	\$ 5.507
Emgesa Panamá (1)	Energía	Subsidiaria		100,00	46.572	46.572	17.981
					\$ 52.079	\$ 52.079	\$ 23.488

Las inversiones financieras en sociedades no cotizadas son:

Títulos Participativos en Acciones	Actividad Económica	Acciones Ordinarias	% Participación	Valor 31/12/15	Valor 31/12/14	Valor 1/1/14
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Energía	109.353.394	0,22%	2.740.213	4.593.294	4.596.575
Termocartagena S.A. ESP. (ahora Vista Capital S.A. en Liquidación)	Energía	22	0,00%	22	22	22
				2.740.235	4.593.316	4.596.597

Cordialmente,


JOSE ANTONIO VARGAS LLERAS
 Presidente Junta Directiva


FERNANDO GUTIERREZ MEDINA
 Representante Legal

Informe Especial
de Grupo Empresarial





Bogotá D.C., 16 de febrero de 2016

Señores

ASAMBLEA GENERAL DE ACCIONISTAS

EMGESA S.A. ESP

Ciudad

Ref.: Informe Especial de Grupo Empresarial

En mi calidad de Gerente General de la sociedad Emgesa S.A. ESP, (en adelante Emgesa), dando cumplimiento al artículo 29 de la Ley 222 de 1995, a continuación relaciono las operaciones de mayor importancia realizadas por Emgesa con compañías vinculadas económicamente durante el periodo comprendido entre el 1º de enero y el 31 de diciembre de 2015:

i) Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (Grupo Enel)

- Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., (SPCC) prestó a favor de Emgesa servicios de Disponibilidad de la Infraestructura Portuaria, por un valor de \$663.005.786 incluido IVA.
- Emgesa prestó a favor de SPCC servicios de Gestión Administrativa para la Sociedad Portuaria, por un monto de \$120.546.504 incluido IVA.

ii) Codensa S.A. ESP (Grupo Enel)

- Emgesa celebró con Codensa S.A. ESP contratos de venta de energía para su mercado regulado y no regulado de 1.934,6 GWh por valor de \$291.944.079.589.
- Emgesa S.A. celebró con Codensa S.A. ESP contratos de prestación de servicios por temas varios por un valor de \$289.696.999.
- Codensa S.A. ESP prestó a favor de Emgesa contratos de prestación de servicio de energía eléctrica al municipio de Mámbita y otros servicios por valor de \$1.561.318.836 incluido IVA.

iii) Enel Iberoamerica SRL - (Grupo Enel) (antes Enel Energy Europe SL)

- Emgesa celebró con Enel Iberoamerica SRL (antes Enel Energy Europe SRL) contrato de servicios informáticos, licenciamientos de software y otros de sistemas por valor de \$390.542.201 incluido IVA.

iv) Empresa Nacional de Electricidad S. A. (Endesa Chile -Grupo Enel)

- Emgesa celebró con Endesa Chile contrato de servicios de Ingeniería en proyectos de inversión y estudios varios, por valor de USD 2.250.394 incluido IVA.

v) Enel Ingegneria e Ricerca SpA- (Grupo Enel)

- Emgesa celebró con Enel Ingegneria e Ricerca services contrato de servicios de Ingeniería en proyectos de inversión y estudios varios en Innovación - Cost Contribution Agreement (CCA), por valor de USD 1.152.566 incluido IVA.

vi) Fundación Enel Colombia - (Grupo Enel)

- Emgesa aportó a La Fundación Enel Colombia para su funcionamiento, el monto de \$598.700.000.

vii) Enel Green Power S.A.S - (Grupo Enel)

- Emgesa vendió activos de Prospección Eólica a Enel Green Power por un valor de \$4.375.000.000.

Atentamente,


BRUNO RIGA.
Gerente General

