

**Memoria Anual
2018**

CONTENIDO

LA COMPAÑÍA, SU CONTEXTO Y PRINCIPALES RESULTADOS	4
ESTRUCTURA DE PROPIEDAD	6
COMPOSICIÓN ACCIONARIA.....	6
GOBIERNO CORPORATIVO	7
OBJETO SOCIAL	11
CARTA A LOS ACCIONISTAS	13
NUESTRA CADENA DE VALOR	18
GENERACIÓN DE ENERGÍA	20
COMERCIALIZACIÓN Y GESTIÓN DE ACTIVOS.....	23
GESTIÓN DE COMPRAS Y APROVISIONAMIENTO	36
ASÍ NOS PROYECTAMOS HACIA EL ENTORNO	40
GESTIÓN AMBIENTAL	42
GESTIÓN DE SOSTENIBILIDAD	46
RELACIONAMIENTO Y COMUNICACIÓN	54
UNA GESTIÓN INTERNA QUE APALANCA RESULTADOS	60
CALIDAD, INNOVACIÓN Y DIGITALIZACIÓN.....	62
GESTIÓN DE PERSONAL	68
SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO	82
GESTIÓN DE AUDITORÍA INTERNA	85
RESULTADOS FINANCIEROS	88
GESTIÓN FINANCIERA.....	90
ESTADOS FINANCIEROS SEPARADOS.....	94

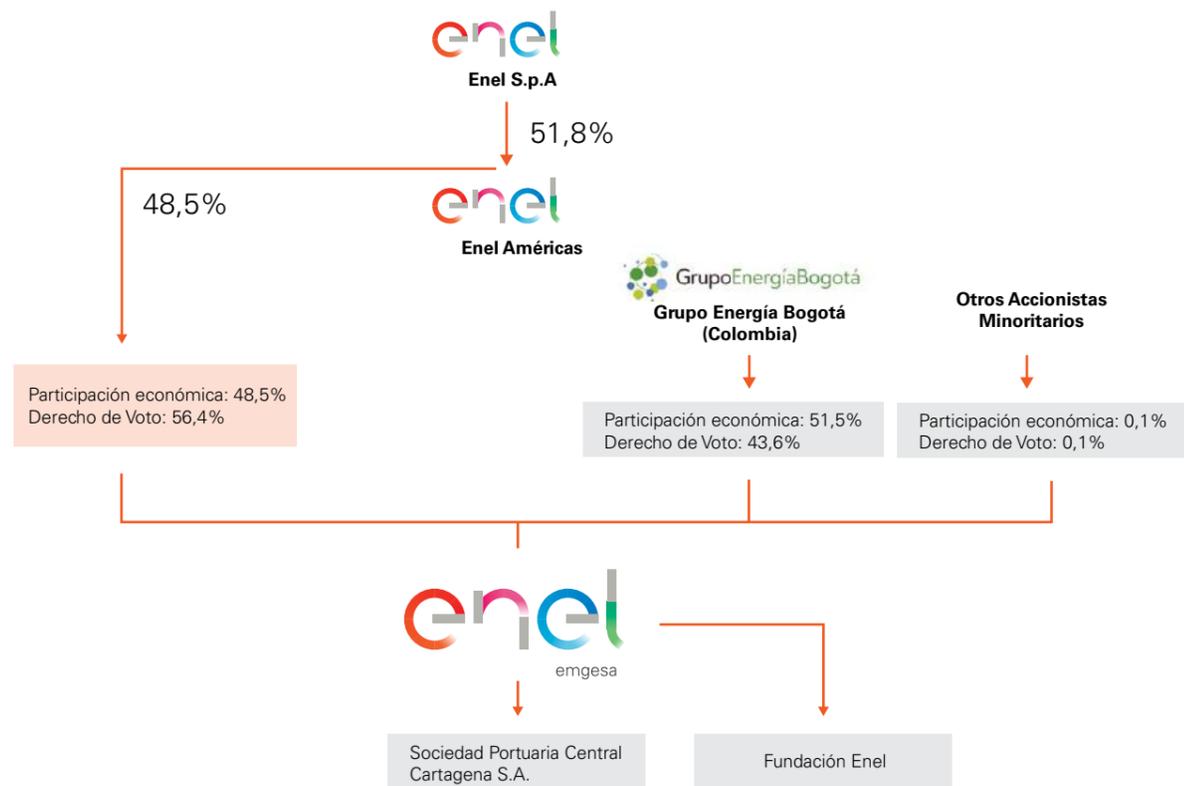


01

LA COMPAÑÍA, SU CONTEXTO Y PRINCIPALES RESULTADOS



ESTRUCTURA DE PROPIEDAD



COMPOSICIÓN ACCIONARIA

Accionistas	Acciones ordinarias con derecho a voto		Acciones preferenciales sin derecho a voto		Composición accionaria total	
	(%) Participación	Número de acciones	(%) Participación	Número de acciones	(%) Participación	Número total de acciones
Grupo Energía Bogotá S. A. E.S.P.	43,57%	55.758.250	100%	20.952.601	51,51%	76.710.851
Enel Américas S.A.	56,42%	72.195.996	-%	-	48,48%	72.195.996
Otros minoritarios	0,01%	7.315	-%	-	0,01%	7.315
	100%	127.961.561	100%	20.952.601	100%	148.914.162

GOBIERNO CORPORATIVO

Junta Directiva

Presidente Junta Directiva: José Antonio Vargas Lleras

Gerente General: Bruno Riga

Primer Suplente del Gerente General: Lucio Rubio Díaz

Segundo Suplente del Gerente General: Fernando Javier Gutiérrez Medina

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. Conforme a lo indicado en los estatutos sociales y mientras que la Sociedad tenga la calidad de emisor de valores, el 25% de los miembros de la Junta Directiva deberán ser independientes en los términos que indica la ley. La designación de miembros de la Junta Directiva se realiza por períodos de dos (2) años, de conformidad con el artículo 58 de los Estatutos Sociales, y pueden ser reelegidos indefinidamente, y sin perjuicio de la facultad de la Asamblea de Accionistas de removerlos libremente en cualquier momento. Las funciones de la Junta Directiva están descritas en el artículo 62 de los Estatutos Sociales.

En sesión ordinaria No. 99 de la Asamblea General de Accionistas celebrada el día 20 de marzo de 2018, se aprobó la elección de los siguientes miembros de Junta Directiva:

REGLÓN	PRINCIPAL	SUPLENTE
PRIMERO	ANDRÉS CALDAS RICO	DIANA MARCELA JIMÉNEZ RODRÍGUEZ
SEGUNDO	LUCIO RUBIO DÍAZ	FERNANDO GUTIÉRREZ MEDINA
TERCERO	JOSÉ ANTONIO VARGAS LLERAS	MICHELE DI MURRO
CUARTO	ASTRID ÁLVAREZ HERNÁNDEZ	ÁLVARO VILLASANTE LOSADA
QUINTO	DIANA MARGARITA VIVAS MUNAR	CAMILA MERIZALDE ARICO
SEXTO (Independiente)	LUIS FERNANDO ALARCÓN MANTILLA	RODRIGO GALARZA NARANJO
SÉPTIMO (Independiente)	LUISA FERNANDA LAFAURIE RIVERA	MARIA PAULA CAMACHO ROZO

El 26 de diciembre de 2018, la señora Diana Margarita Vivas Munar presentó su renuncia como miembro principal del quinto renglón de la Junta Directiva de la Sociedad. Así las cosas y toda vez que no se ha recibido ninguna propuesta para la designación del nuevo miembro principal y, por tanto, no se ha celebrado ninguna sesión extraordinaria de la Asamblea General de Accionistas para estos efectos, el cargo permanecerá vacante hasta tanto se realice el nuevo nombramiento por parte de la Asamblea de Accionistas. Por consiguiente, la composición de la Junta Directiva a 31 de diciembre es la siguiente:

REGLÓN	PRINCIPAL	SUPLENTE
PRIMERO	ANDRÉS CALDAS RICO	DIANA MARCELA JIMÉNEZ RODRÍGUEZ
SEGUNDO	LUCIO RUBIO DÍAZ	FERNANDO GUTIÉRREZ MEDINA
TERCERO	JOSÉ ANTONIO VARGAS LLERAS	MICHELE DI MURRO
CUARTO	ASTRID ÁLVAREZ HERNÁNDEZ	ÁLVARO VILLASANTE LOSADA
QUINTO	VACANTE	CAMILA MERIZALDE ARICO
SEXTO (Independiente)	LUIS FERNANDO ALARCÓN MANTILLA	RODRIGO GALARZA NARANJO
SÉPTIMO (Independiente)	LUISA FERNANDA LAFAURIE RIVERA	MARÍA PAULA CAMACHO ROZO



Asistencia a las reuniones por parte de los miembros de la Junta Directiva

La Junta Directiva se reunió en trece (13) oportunidades durante el año 2018, de las cuales doce (12) fueron sesiones ordinarias y una (1) fue en sesión extraordinaria. En todas las reuniones hubo quórum para sesionar y decidir válidamente, teniendo en cuenta que los miembros de la Junta participaron como se indica a continuación:

REGLÓN	No. de sesiones asistidas Miembro Principal	No. de sesiones asistidas Miembro Suplente*
PRIMERO	12	1
SEGUNDO	13	0
TERCERO	12	1
CUARTO	6	7
QUINTO	12	1
SEXTO (Independiente)	11	2
SÉPTIMO (Independiente)	12	0

*Los miembros suplentes que aparecen en cero, no tuvieron que reemplazar al director principal, ya que no hubo faltas absolutas o temporales del mismo.

Comité de Auditoría

De acuerdo con lo previsto en los Estatutos Sociales, en el Código de Buen Gobierno de la Compañía, y en la Ley 964 de 2005, la Sociedad tiene un Comité de Auditoría, integrado por cuatro (4) miembros de la Junta Directiva de los cuales dos (2) son miembros independientes. El Presidente del Comité es un miembro independiente elegido dentro del mismo comité. Este comité tiene un Secretario, quien podrá ser miembro o no del mismo. El Revisor Fiscal asiste a las reuniones del Comité con derecho a voz pero sin voto.

La Junta Directiva, en su sesión No. 455 del 24 de abril de 2018, aprobó la composición del Comité de Auditoría, el cual quedó conformado de la siguiente manera:

PRINCIPAL	SUPLENTE
LUCIO RUBIO DÍAZ	FERNANDO GUTIÉRREZ MEDINA
ASTRID ÁLVAREZ HERNÁNDEZ	ÁLVARO VILLASANTE LOSADA
LUIS FERNANDO ALARCÓN MANTILLA	RODRIGO GALARZA NARANJO
LUISA FERNANDA LAFAURIE RIVERA	MARÍA PAULA CAMACHO ROZO

Las funciones del Comité de Auditoría se encuentran descritas en el artículo 96 de los Estatutos Sociales, de las cuales se destacan: (i) Supervisar el cumplimiento del programa de auditoría interna, el cual deberá tener en cuenta los riesgos del negocio y evaluar integralmente la totalidad de las áreas de la Sociedad. (ii) Velar porque la preparación, presentación y revelación de la información financiera se ajuste a lo dispuesto en la Ley. (iii) Revisar los estados financieros de cierre de ejercicio, antes de ser presentados a consideración de la Junta Directiva y de la Asamblea General de Accionistas. (iv) Establecer las políticas y prácticas que utilizará la Sociedad en la construcción, revelación y divulgación de su información financiera. (v) Definir los mecanismos que utilizará la Sociedad para consolidar la información de los órganos de control para la presentación de la misma a la Junta Directiva. (vi) Emitir un informe escrito respecto de las operaciones que hayan sido celebradas con vinculados económicos, habiendo verificado que las mismas se realizaron en condiciones de mercado y que no vulneran la igualdad de trato entre los accionistas; y (vii) Las demás que le asigne la Junta Directiva.

En razón a lo anterior y en cumplimiento de su función principal de apoyar a la Junta Directiva en la supervisión de la gestión contable-financiera de la Compañía, el Comité de Auditoría presenta a la Asamblea general de Accionistas un informe correspondiente al período de ejercicio del año anterior, en el que da cuenta del cumplimiento de las funciones antes descritas.

Asistencia a las reuniones por parte de los miembros del Comité de Auditoría

El Comité de Auditoría durante el 2018 sesionó en 6 (seis) oportunidades, de las cuales cuatro (4) sesiones fueron ordinarias, y dos (2) extraordinarias. Los miembros del Comité participaron en dichas sesiones como se indica a continuación:

REGLÓN	No. de sesiones asistidas Miembro Principal	No. de sesiones asistidas Miembro Suplente*
PRIMERO	5	1
SEGUNDO	4	2
TERCERO (Independiente)	6	0
CUARTO (Independiente)	5	0

*Los miembros suplentes que aparecen en cero, no tuvieron que reemplazar al director principal, ya que no hubo faltas absolutas o temporales del mismo.

De lo relacionado anteriormente se infiere que en todas las reuniones hubo quórum para sesionar y decidir válidamente.

Comité de Buen Gobierno y Evaluación

De acuerdo a lo previsto en los Estatutos Sociales y en el Código de Buen Gobierno de la Compañía, la Sociedad cuenta con un Comité de Buen Gobierno y Evaluación, integrado por tres (3) miembros de la Junta Directiva. El Presidente del Comité es elegido dentro del mismo comité. Este comité tiene un Secretario, quien podrá ser miembro o no del mismo.

La Junta Directiva en su sesión No. 455 del 24 de abril de 2018, aprobó la composición del Comité de Buen Gobierno y Evaluación, el cual quedó conformado de la siguiente manera:

PRINCIPAL	SUPLENTE
JOSÉ ANTONIO VARGAS LLERAS	MICHELE DI MURRO
LUCIO RUBIO DÍAZ	FERNANDO GUTIÉRREZ MEDINA
ASTRID ÁLVAREZ HERNÁNDEZ	ÁLVARO VILLASANTE LOSADA

Las funciones del Comité de Buen Gobierno y evaluación se encuentran descritas en el artículo 98 de los Estatutos Sociales, de las cuales se destacan: (i) Monitorear que los accionistas, inversionistas, demás grupos de interés y el mercado en general, tengan acceso de manera completa, veraz y oportuna a la información relevante de la Sociedad. (ii) Revisar y evaluar la manera en que la Junta Directiva dio cumplimiento a sus deberes durante el período. La evaluación deberá contemplar, entre otros aspectos, los siguientes: la asistencia de los miembros a las reuniones, la participación activa de éstos en las decisiones y el seguimiento que realicen a los principales temas de la Sociedad. (iii) Monitorear las negociaciones realizadas por los miembros de la Junta Directiva con acciones emitidas por la Sociedad o por otras compañías del mismo grupo. (iv) Supervisar el cumplimiento de la política de remuneración de los miembros de la Junta Directiva. (v) Conocer las quejas planteadas por inversionistas, y accionistas y demás grupos de interés con respecto al cumplimiento de este código y transmitidas oportunamente por el encargado de la Oficina Virtual de Atención a Accionistas e Inversionistas.

En razón a lo anterior y en cumplimiento de su función principal de apoyar a la Junta Directiva en la vigilancia del cumplimiento de las disposiciones de Buen Gobierno contempladas en la ley, los Estatutos, el Código de Buen Gobierno, y el Reglamento Interno de la Junta Directiva, el Comité de Buen Gobierno y Evaluación presenta a la Asamblea General de Accionistas un informe correspondiente al período de ejercicio del año anterior que da cuenta del cumplimiento de las funciones antes descritas.



Asistencia a las reuniones por parte de los miembros del Comité de Buen Gobierno y Evaluación

El Comité de Buen Gobierno y Evaluación durante el 2018 sesionó en tres (3) oportunidades, de las cuales una (1) sesión fue ordinaria, y dos (2) sesiones fueron extraordinarias. Los miembros del comité participaron en dichas sesiones como se indica a continuación:

REGLÓN	No. de sesiones asistidas Miembro Principal	No. de sesiones asistidas Miembro Suplente*
PRIMERO	3	0
SEGUNDO	3	0
TERCERO	2	0

*Los miembros suplentes que aparecen en blanco, no tuvieron que reemplazar al director principal toda vez que no hubo faltas absolutas o temporales del mismo.

De lo relacionado anteriormente se infiere que en todas las reuniones hubo quórum para sesionar y decidir válidamente.

OBJETO SOCIAL

La sociedad Emgesa S.A. E.S.P. tiene por objeto principal la generación y comercialización de energía eléctrica en los términos de las Leyes 142 y 143 de 1994 y las normas que la reglamenten, adicionen y 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 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; la importación de combustibles líquidos derivados del petróleo para la generación de energía, así como la importación de gas natural para la generación de energía y/o su comercialización y participar en mercados

de derivados financieros de commodities energéticos. 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 o 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 actos, bien sea civiles, laborales, comerciales o financieros o de cualquier naturaleza que sean necesarios, convenientes o apropiados para el logro de sus fines, incluyendo la participación en mercados de derivados financieros de commodities energéticos; dar a , o recibir de, sus accionistas, matrices, subsidiaria, 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 o extranjeras, para adelantar actividades relacionadas, conexas o complementarias con su objeto social.



CARTA A LOS ACCIONISTAS

Estimados Accionistas:

Nos complace compartir los resultados alcanzados por Emgesa S.A ESP (en adelante la “Compañía” o “Emgesa”) en el año 2018, los cuales responden al planteamiento de una estrategia renovada y basada en un concepto inspirador para resolver los mayores desafíos, así como al reflejo del trabajo en equipo, la pasión por los mejores resultados y el gran compromiso por llevar a nuestros clientes un producto con calidad, que apalanque el desarrollo, la sostenibilidad y el crecimiento de las comunidades donde operamos.

Es importante resaltar que el crecimiento de la economía a nivel global para los últimos tres años ha estado en tasas cercanas a 3,0% anual, conservando promedios similares en función de su escala: las economías desarrolladas crecen a tasas cercanas al 2%, las economías asiáticas a tasas superiores al 6% y América Latina con tasas ligeramente superiores al 2%.

Colombia termina el 2018 con algunos indicadores que reflejan la solidez de su economía:

- Una tasa de desempleo de un dígito: 9,7%
- Un crecimiento de PIB de 2,8%
- Inflación del 3,18%
- IPP de 2,31%
- Un déficit en cuenta corriente del orden del 3,6% del PIB Nacional
- Aumento de la inversión extranjera directa petrolera y no petrolera

Teniendo en cuenta lo anterior, Colombia sigue siendo una de las economías promisorias de la región y así lo perciben las calificadoras de riesgo que otorgan al país el grado de inversión.

Dentro de éste marco estable macroeconómico, durante el 2018 continuamos logrando éxitos y avances en nuestro camino como parte del Grupo Enel, grupo empresarial a nivel mundial.

Colombia tuvo una demanda nacional de energía eléctrica durante el año 2018 de 69,1 TWh, 3,3% mayor respecto al año anterior. En particular, la demanda del mercado no regulado correspondió al 32% del total de la demanda de energía eléctrica, es decir, 21,79 TWh. El restante de demanda (68%)

correspondió a la demanda del mercado regulado, con 47,32 TWh. La demanda máxima de potencia se presentó el 13 de diciembre, al alcanzar los 10.190 MW. Esta cifra aumentó en un 1,9% respecto al máximo del año 2017 (9.996 MW).

Durante los tres primeros trimestres de 2018 los aportes en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) fueron superavitarios y en el último trimestre deficitarios; este último trimestre con registros sostenidos por debajo de la media histórica. En el último periodo del año se presentó alerta ante probabilidad de formación de un fenómeno ENSO/El Niño 2018-2019.

En el 2018 la generación de energía neta de Emgesa alcanzó 14.043 GWh*¹, con una disminución del 4,9% con respecto al 2017, principalmente por menor generación hidráulica, dada por menores aportes con respecto a la media histórica y por diferencias en el contexto de mercado por bajos precios de bolsa en los meses de mayo a julio.

Lo anterior pudo compensarse con una gestión óptima del portafolio que contribuyó a la consecución de un margen variable anual (Gross Margin) de \$2.306.428 millones (2,3% superior al año 2017).

En 2018 realizamos operaciones de futuros con Derivex por 42,15 GWh. Estas operaciones son respaldadas con garantías financieras, solicitadas por Derivex y la Cámara de Riesgo de la contraparte.

Las ventas totales de energía en 2018 fueron de 18.544 GWh, superiores a las presentadas en 2017 en un 2,1%. De las ventas registradas en el 2018, 15.717 GWh correspondieron a ventas en contratos (11.330 GWh en contratos con clientes del Mercado Mayorista y 4.387 GWh en contratos con clientes del Mercado No Regulado) y 2.827 GWh correspondieron a ventas en el mercado Spot (Bolsa de Energía, Reconciliaciones y Servicio de AGC), las cuales crecieron en un 15,11% en 2018 con respecto al año anterior.

En 2018 Emgesa continuó consolidando su posición en el mercado de comercialización de gas natural en Colombia, logrando el ingreso de nuevos clientes industriales con contratos de hasta cinco años. El margen variable de este mercado en el

¹ *No incluye Río Negro (9,2GWh)





año 2018 presentó un incremento de 23% respecto al año 2017, debido al incremento en el margen de las ventas en bolsa (Spot) en un 312%.

Para el mismo año, se llevaron a cabo programas de gestión preventiva de cobranza y aplicación de estrategias enfocadas a mejorar la gestión de recaudo de los clientes, lográndose obtener un índice de cartera gestionable a corte 31 de diciembre de 2018 de 1,1%. No obstante lo anterior, el índice promedio de cartera vencida consolidada del año alcanzó el 32,8%, viéndose afectado principalmente por la cartera del agente Electricaribe S.A. ESP, la cual asciende a \$99.000 millones y se encuentra congelada por toma de posesión de la Superintendencia de Servicios Públicos a partir del 14 de noviembre de 2016.

En el 2018, Emgesa se consolidó en el primer lugar entre los agentes generadores de Colombia con una potencia neta instalada de 3.501 MW, el 20% de la capacidad del país (de 17.313 MW).

Al cierre del año 2018 la disponibilidad del parque generador de Emgesa fue del 91,2%, con una disminución de 1,3 puntos porcentuales comparada con el 2017 debido al incremento de mantenimientos en la unidad 3 de la Central Cartagena y en la Central Termozipa por el proyecto Life Extension y por mejora del desempeño ambiental.

Durante el año 2018, la gestión en Generación Térmica se centró en la ejecución de trabajos asociados al proyecto Extensión de Vida Útil y mejora en el desempeño ambiental de la Central Termozipa y en cumplir con los despachos por generación de seguridad, principalmente con la Central Cartagena para atender contingencia del área Caribe.

Dentro de las principales intervenciones adelantadas en las centrales se resalta el mantenimiento mayor de la Central Guavio, donde se ejecutaron los trabajos relacionados con el mantenimiento general (que se lleva a cabo cada 10 años) de las válvulas esféricas de las cinco unidades; se realizaron actividades paralelas de inspección de obras civiles, mantenimiento en los túneles de carga y de descarga y mantenimiento anual de los sistemas asociados. Se llevó a cabo además, la modernización de los reguladores de velocidad en algunas unidades de las centrales de Betania, Paraíso y Guaca entre otros trabajos.

Se cerró el proyecto de Recuperación de Potencia Central Tequendama, como resultado del cual se incrementó en +37,4 MW la capacidad instalada de la central, lo que permitió a Emgesa llegar a ser el primer generador con capacidad instalada en el país.

Por otro lado, se inició el desarrollo del Proyecto Telecontrol (Control Room), Automatización y Centro de Control Centralizado para las centrales menores del Río Bogotá, lo que permitirá mejorar la operación de las centrales hidráulicas.

En Quimbo, durante el 2018 se continuó con las inversiones asociadas al cumplimiento de los compromisos contemplados en la Licencia Ambiental. En el marco del Programa Íctico y Pesquero del Alto Magdalena que se desarrolla desde hace 5 años, entre Emgesa y la Universidad Surcolombiana (USCO), se obtuvo la certificación de sanidad por parte del ICA, siendo la primera estación en el país que cuenta con esta certificación y que garantiza que los alevinos (cría de peces) cuenten con las características para el repoblamiento del Río Magdalena, y así garantizar la seguridad alimentaria de los pescadores y la conservación de las especies nativas.

Desde la óptica ambiental se destaca la instalación del sistema MAGALDI, en todas las unidades de la Central Termozipa, como parte del proyecto de extensión vida útil y mejora desempeño ambiental, el cual permite eliminar el uso del agua para la extracción de ceniza y el vertimiento que generaba esta actividad.

En 2018 se continuó con las actividades de capacitación y entrenamiento en los riesgos prioritarios del negocio ampliando la competencia del personal para el desarrollo de las labores propias de cada cargo, minimizando la posibilidad de ocurrencia de accidentes laborales. Infortunadamente el 29 de agosto se presentó un accidente fatal en la Central Cartagena generado por un arco eléctrico a un operador de caldera. A partir de este evento, la empresa desarrolló un plan de acción para evitar que estas situaciones vuelvan a ocurrir en sus instalaciones, en concordancia con nuestra política de cero accidentes, eje principal en todo lo relacionado con la Seguridad y Salud Laboral.

En el ámbito financiero, los ingresos operacionales de Emgesa en 2018 alcanzaron \$3.718.449 millones, mostrando un incremento de 8,57% respecto al año 2017, lo anterior explicado principalmente por demanda y precios especialmente en el mercado no regulado, así como un crecimiento moderado en la demanda.

Por su parte, el costo de ventas ascendió a \$1.412.021 millones, superior en un 20,65% con respecto al año anterior, explicado principalmente por mayores compras de energía en contratos y bolsa. Adicionalmente se presentó un incremento en el consumo de combustibles derivado de la generación de seguridad presentada durante la primera mitad de 2018.

Respecto a los gastos fijos de operación, estos presentaron un aumento del 1,15% alcanzando el monto de \$211.858 millones, principalmente por mayor costo de personal debido a incremento en la plantilla. Así, acumulado a diciembre de 2018, Emgesa generó un EBITDA de \$2.094.570 millones, un 2,41% mayor al generado durante el año 2017.

La utilidad neta de la Compañía durante el año 2018 fue de \$1.020.338 millones, un 15,03% superior respecto al año anterior, explicada principalmente por una reducción del 14,5% en el gasto financiero neto respecto al año anterior, al pasar de \$351.997 millones en 2017 a \$301.088 millones en 2018. La disminución en el gasto financiero obedeció a i) un menor saldo de deuda promedio en comparación con el mismo período de 2017 y ii) un índice de Precios al Consumidor (IPC) más bajo, al cual se encuentran indexado el 68% de la deuda. Adicionalmente una menor tasa impositiva efectiva luego de la reforma tributaria de 2016 impulsó el resultado neto de la Compañía.

A 31 de diciembre de 2018 los activos totales de la Compañía sumaron \$9.249.963 millones, de los cuales el rubro de propiedad, planta y equipo neto, representó el 87% por valor de \$8.041.391 millones de pesos, y el efectivo y equivalentes de efectivo ascendieron a \$634.767 millones, lo que representa el 6,9% del total de activos.

Frente al corte del 31 de diciembre de 2017, el total de activos presentó un incremento de 2,45%, debido principalmente al mantenimiento general en la Central de Guavio, obras adicionales en Quimbo, la ampliación de vida útil y mejora ambiental en Termozipa y a un mayor saldo de caja.

En cuanto al nivel de endeudamiento, al corte del 31 de diciembre de 2018, Emgesa registró una deuda financiera de \$3.803.823 millones, un 9,1% inferior al endeudamiento registrado al cierre del año 2017.

Durante el 2018 se amortizaron \$412.200 millones correspondientes a vencimientos de bonos locales \$218.000 millones, créditos internacionales \$100.000 millones y créditos locales \$94.000 millones entre los cuales se encuentra el prepago de una obligación por \$58.667 millones.

Así, el capital significativo de la deuda financiera al 31 de diciembre de 2018 se encontraba dividida entre bonos emitidos en el mercado de capitales local por \$2.785.140 millones, bonos indexados a pesos colombianos emitidos en el mercado internacional por \$736.760 millones y créditos bancarios por valor de \$150.000 millones.

Emgesa mantuvo al cierre del año 2018 el 100% de su deuda en pesos. Por otra parte, el 91% de la deuda financiera era a largo plazo (tenía plazo de vencimiento remanente superior a un año). El 68% de la deuda contaba con intereses indexados al IPC, el 4% a IBR, y el 28% restante a tasa fija.

En 2018 Emgesa recibió por sexto 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.

El 25 de abril de 2018 Fitch Ratings Colombia afirmó en 'AAA (col)' y 'F1+(col)' las Calificaciones Nacionales de Largo Plazo y Corto Plazo respectivamente, de Emgesa S.A. ESP. Asimismo, afirmó en 'AAA (col)' la calificación del Programa de Bonos y Papeles Comerciales por \$3.715 billones de Emgesa con perspectiva estable. Igualmente, la calificación internacional de Emgesa como emisor de deuda corporativa de largo plazo en moneda local y extranjera fue ratificada en BBB por Standard & Poor's el 24 de agosto de 2018 y por Fitch Ratings el 25 de abril de 2018.

Como hito relevante a destacar en 2018 y reforzando el compromiso del Grupo Enel frente a la lucha contra la corrupción y el soborno, Emgesa certificó el Sistema de Gestión Antisoborno (SGAS) en cumplimiento del estándar internacional ISO 37001.

Al cierre de 2018 la plantilla de personal de nuestra Compañía culminó integrada por 605 colaboradores. La sombrilla "por tu felicidad toda nuestra energía" sigue siendo el motor para seguir trabajando por el bienestar de las personas, a través de la diversidad, la gestión del cambio, el fortalecimiento del liderazgo, la evolución de nuestro talento y el apalancamiento de la cultura digital.

Durante 2018 seguimos 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 gestionar la conciliación entre la vida personal, familiar y laboral. El continuo trabajo y compromiso en identificar y disminuir desigualdades, barreras y brechas de género en las dimensiones de trabajo como reclutamiento y selección, promoción y desarrollo profesional, capacitación, ambiente laboral y salud, conciliación de la vida laboral, personal y familiar, remuneración y salarios, acoso laboral y sexual en el mercado de trabajo y comunicación no sexista y lenguaje incluyente, otorga a la Compañía el Sello de Oro de Equidad Laboral – Equipares en el 2018.

Este sello representa el nivel más alto de reconocimiento en el proceso de certificación al Sistema de Gestión de Igualdad de Género otorgado por el Ministerio de Trabajo, gracias a la implementación de políticas de equidad demostrables que han logrado disminuir brechas de género al interior de la Compañía.

Se participó en la medición del ranking de equidad de género liderado por Aequales con el propósito de analizar avances y mejoras en las prácticas implementadas. Los resultados comparativos con 209 empresas privadas y 54 públicas nos posicionan en el cuarto lugar de las diez empresas privadas con las mejores prácticas de equidad laboral del país.

En relación con la sostenibilidad, el Plan se actualizó con base en las tendencias a futuro, la gestión social, ambiental, económica y de Gobierno Corporativo. Este nuevo modelo integrado captura las principales oportunidades para la transición energética incluyendo los siguientes temas: descarbonización, urbanización, electrificación, digitalización.

Así mismo, luego de identificar las necesidades de las comunidades donde operamos y cruzándolas con los principios del Plan de sostenibilidad global del Grupo, Emgesa enfocó sus iniciativas y proyectos de sostenibilidad en tres de los ODS que el Grupo Enel se ha comprometido a apoyar: i) Desarrollo económico y social de las comunidades, ii) Educación, iii) Acceso a la Electricidad.

Para la Central Hidroeléctrica El Quimbo, en el desarrollo de las actividades de fortalecimiento social y económico que adelanta Emgesa con las comunidades reasentadas colectiva e individualmente del Área de Influencia Directa (AID), se consolidaron 89 proyectos productivos, los cuales han dejado a las familias ingresos superiores a los \$2.179 millones, mejorando la calidad de vida de las comunidades. Setenta y dos familias beneficiarias restablecieron su nivel de ingresos en términos de Indicador de Estado (IE), superior o igual a 2 salarios mínimos mensuales legales vigentes (SMMLV).

Durante el 2018 continuamos con nuestro apoyo al desarrollo integral del país, generando acciones de fortalecimiento y construcción de paz territorial, mediante la alianza con la Red Prodepaz. Como entidad de apoyo, aportamos al proceso de incidencia pública en los territorios donde se ejecutan los Programas de Desarrollo para la Paz.

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

Terminamos 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 que se nos presentan.

Para el Grupo Enel, los principales retos para el 2019 se han definido bajo los siguientes ejes fundamentales:

Digitalización: implementar sistemas de gestión de las variables de operación y mantenimiento en plantas que permitan análisis técnicos y de diagnóstico. Eficiencia operacional: lograr las eficiencias de ahorro definidas, basados en la optimización de la planeación de las inversiones y en la gestión de activos, además de asegurar los ahorros en los procesos de contratación, así como en la implementación y puesta en marcha de las nuevas estrategias de mantenimiento. Modernización: llevar a las plantas a los estándares tecnológicos y combatir la obsolescencia técnica, esto significa continuar con el desarrollo del esquema para la operación remota de las centrales y con el proyecto de Telecontrol en las centrales de la Cadena del Río Bogotá, además de la actualización de equipos.

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.

Conforme a lo dispuesto en el numeral 4 de la Circular Externa 028 de 30 de septiembre de 2014 de la Superintendencia Financiera, se informa que el Reporte de Implementación de Mejores Prácticas Corporativas de Codensa, puede ser consultado en la página web corporativa. Así mismo, puso a disposición la encuesta Código País del año 2018 en el link de información relevante de la Superintendencia Financiera de Colombia.

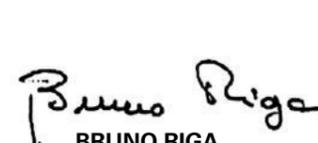
En cumplimiento de los Estatutos Sociales de Emgesa, se presentan a los señores Accionistas los siguientes informes:

- Informe de gestión del Gerente General correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2018, acogido por la Junta Directiva
- Informe de la firma Ernst & Young Audit S.A.S., en su calidad de Revisor Fiscal, sobre el Control Interno
- Estados Financieros de fin de ejercicio certificados y auditados
- Informe del Artículo 446 del Código de Comercio
- Informe Especial del Grupo Empresarial en cumplimiento del Artículo 29 de la ley 222 de 1995
- Informes de Gobierno Corporativo

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 Audit S.A.S. 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. Adicionalmente durante el periodo objeto del informe la Compañía, en su calidad de emisor de valores ha controlado y revelado la información financiera de conformidad con la regulación aplicable.

Para finalizar, 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,


BRUNO RIGA
Gerente General


JOSÉ ANTONIO VARGAS LLERAS
Presidente de la Junta Directiva

02

NUESTRA CADENA DE VALOR



GENERACIÓN DE ENERGÍA

La gestión de la Compañía 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, y el logro de óptimos resultados operativos y económicos.

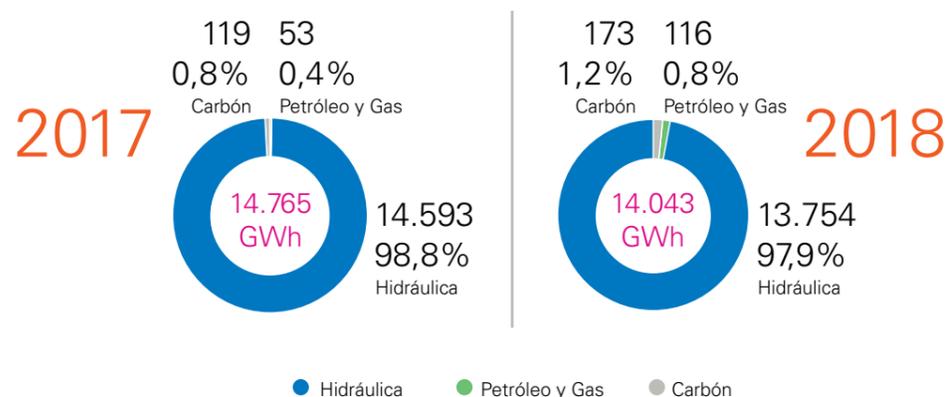
A continuación se presentan las principales acciones en temas operativos, técnicos, de salud, seguridad, medioambiente y calidad del 2018, así como los principales retos para el 2019.

Desempeño de la operación

En el 2018 la generación de energía neta de Emgesa alcanzó 14.043 GWh, con una disminución del 4,9% con respecto al 2017, representada principalmente una menor generación hidráulica, dada por menores aportes con respecto a la media histórica y por diferencias en el contexto de mercado.

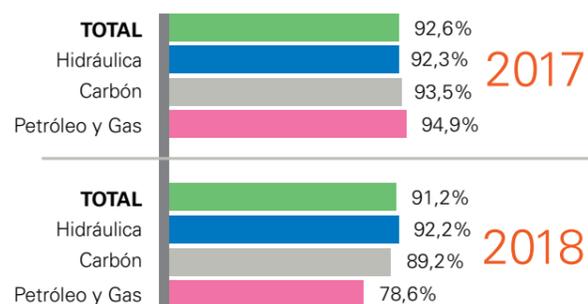
En la siguiente gráfica se presenta el detalle de la generación neta por tecnología:

Gráfica N°1. Generación neta por tecnología



La disponibilidad del parque generador de Emgesa en el 2018 fue del 91,2%, con una disminución de 1,3 puntos porcentuales, comparada con el 2017, debido a incremento de mantenimientos en la unidad 3 de la Central Cartagena y en la Central Termozipa por el proyecto *Life Extension* y de mejora ambiental. En la siguiente gráfica se presenta el detalle de la disponibilidad por tecnología:

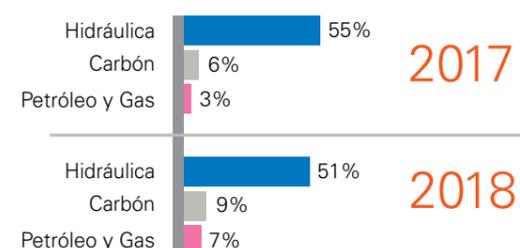
Gráfica N°2 – Disponibilidad por tecnología (2017-2018)



En total se registraron 185.451 horas de servicio de las unidades de generación de Emgesa durante el 2018, 6.482 horas más que en el 2017.

El factor de utilización finalizó en 46% comparado con 49% en el 2017. En la siguiente gráfica se presenta el detalle por tecnología de esta variable, el cual evidencia menor utilización de la tecnología hidráulica en el 2018 por razones de estrategia comercial.

Gráfico N°3 – Factor de utilización por tecnología (2017-2018)



Tecnología hidráulica

Para obtener los resultados operacionales presentados anteriormente, en las centrales hidráulicas se llevaron a cabo diferentes acciones de inversión e intervención que se describen a continuación:

Central Hidroeléctrica Guavio: se realizó el mantenimiento mayor de la Central, el cual había sido ejecutado por última vez en 2007. Este mantenimiento contó con más de 18 meses de planificación y se ejecutaron los trabajos relacionados con el mantenimiento general (que se lleva a cabo cada 10 años) de las válvulas esféricas de las cinco unidades. Se realizaron además actividades paralelas de inspección de obras civiles, mantenimiento en los túneles de carga y de descarga y mantenimientos anuales de los sistemas asociados, y se finalizó según lo planeado.

Central Hidroeléctrica Betania: se realizó la modernización del regulador de velocidad y de tensión de la unidad 3, como parte del proyecto de modernización de plantas que continuará en el 2019.

Central Hidroeléctrica El Quimbo: continuaron las inversiones asociadas a los compromisos contemplados en la licencia ambiental.

Cadena Pagua (Paraíso – Guaca): se modernizaron los reguladores de velocidad de la unidad 2 de Guaca y se realizó mantenimiento a la unidad 1 y cambios de los polos de rotor de la misma Central. Igualmente, se realizaron las inversiones y los trabajos que permitieron la confiabilidad y flexibilidad del AGC de las seis unidades de la Cadena.

Cadena Antigua Río Bogotá: se cerró el proyecto de Recuperación de Potencia Central Tequendama, como resultado, se incrementó en +37,4 MW la capacidad instalada de la Central, lo que permitió a Emgesa ser el primer generador con capacidad instalada en el país, con 3.504 MW. Por otro lado, inició el desarrollo del Proyecto Telecontrol (*Control Room*), Automatización y Centro de Control Centralizado. En la planta Darío Valencia, se ejecutó la segunda fase de la recuperación de la tubería de carga y la recuperación de los concretos del canal de descarga de la unidad 5. Se realizaron los trabajos de recuperación de la Bocatoma de las Centrales Salto II y Tequendama, igualmente en esta Central, se realizó la modernización del regulador de velocidad, trabajo que también se realizó en la Central Charquito en conjunto con la modernización del regulador de tensión y del interruptor de potencia. Para mejorar la eficiencia de la Estación de Bombeo, se realizó el *overhaul* de la unidad de bombeo de Muña II; adicionalmente, se realizó la limpieza de la zona aledaña a la compuerta Alicachín en la estación de bombeo de Muña III y de la captación de Charquito para mejorar su operación y el paisajismo de la zona.

Digitalización sistemas de información: entró en operación el sistema de información *Plant Information (PI)*, que permite el análisis de variables de plantas en tiempo real y la toma de decisiones predictivas. Adicionalmente, se trabajó en el desarrollo de *software* para la digitalización de procesos alineados a la transformación digital del Grupo.

Tecnología térmica

Durante el año 2018 debido a la baja generación, la gestión en Generación Térmica se centró en la ejecución de trabajos asociados al proyecto Extensión de Vida Útil y Mejora en el desempeño Ambiental de la Central Termozipa y en cumplir con los despachos por generación de seguridad, principalmente con la Central Cartagena para atender contingencia del área Caribe.

Las principales acciones realizadas fueron:

Central Térmica Termozipa: se realizaron paradas programadas para la instalación de nuevas rejillas filtrantes de agua de refrigeración, de nuevos Reguladores Automáticos de Voltaje (AVR),

por su sigla en inglés), del Sistema de Evacuación de Ceniza de Fondo (MAGALDI) y el mantenimiento de los precipitadores electrostáticos (ESP, por su sigla en inglés).

Central Térmica Cartagena: se atendió generación por seguridad en el área Caribe ante problemas de sobre carga de transformadores en el área Córdoba – Sucre y ante contingencias de líneas de transmisión a 500 kV. Se atendieron algunos mantenimientos correctivos por la alta operación de las unidades en ciclos continuos de arranque y parada.

Retos

Como respuesta para seguir desarrollando los desafíos planteados en la visión estratégica del Grupo Enel, los retos principales se han definido bajo los siguientes ejes fundamentales:

Digitalización: implementar sistemas de gestión de las variables de operación y mantenimiento en plantas que permitan análisis técnicos y de diagnóstico.

Eficiencia operacional: lograr las eficiencias de ahorro definidas, basados en la optimización de la planeación de las inversiones y en la gestión de activos, además de asegurar los ahorros en los procesos de contratación, así como en la implementación y puesta en marcha de las nuevas estrategias de mantenimiento.

Modernización: llevar a las plantas a los estándares tecnológicos y combatir la obsolescencia técnica, esto significa continuar con el desarrollo del esquema para la operación remota de las centrales y con el proyecto de Telecontrol en las centrales de la Cadena del Río Bogotá, además de la actualización de equipos.



Central Termoeléctrica Cartagena



COMERCIALIZACIÓN Y GESTIÓN DE ACTIVOS

La comercialización de energía eléctrica se realiza mediante las ventas de energía a clientes no regulados, así como compras y ventas de energía en bloque a otros agentes del mercado. En el sector gas realiza venta a clientes del mercado no regulado, entregando el producto en boca de pozo o directamente en el sitio de consumo del cliente. La gestión de activos se orienta al mercado mayorista.

Hechos relevantes

Las condiciones ENSO (Oscilación del Sur El Niño, por sus siglas en inglés) estuvieron neutrales en el Pacífico Central la mayor parte del año 2018, sin ninguna incidencia en los aportes hidrológicos de los principales ríos en Colombia. Durante los tres primeros trimestres de 2018 los aportes en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) fueron superavitarios y deficitarios en el último trimestre, este último con registros sostenidos por debajo de la media histórica. En el último periodo del año se presentó alerta ante probabilidad de formación de un fenómeno ENSO/El Niño 2018-2019. Adicionalmente, el precio promedio de Bolsa del año fue de 116 \$/kWh, aumentó 9,9% con respecto al 2017.

En el 2018 se aportó al crecimiento del mercado de derivados energéticos, para lo cual se cambió el objeto social de Emgesa, con el fin de poder realizar operaciones en los mercados de derivados con propósitos diferentes a la cobertura del portafolio de contratación. Adicionalmente, Emgesa incentivó en sus negociaciones de venta de energía al mercado no regulado, la adquisición de certificados de energía renovable I-REC's para presentar a sus clientes productos o servicios desarrollados con este tipo de energía.

Por otro lado, Emgesa participó en el proceso de asignación administrada de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad convocado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para los periodos comprendidos entre diciembre 2019 y noviembre 2022.

Así mismo, continuó la consolidación del mercado de comercialización de gas natural en Colombia, logrando el ingreso de nuevos clientes industriales, con contratos de hasta cinco años. El margen variable de este mercado en el año 2018 presentó un incremento de 23% respecto al año 2017, debido al incremento en el margen de las ventas *spot* en un 312%.

Aportes hidrológicos

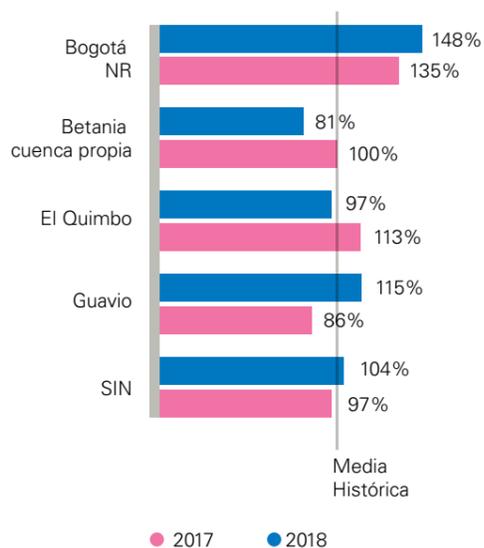
Las condiciones ENSO fueron neutrales en el Pacífico Central la mayor parte del año 2018, sin ninguna incidencia en los aportes hidrológicos de los principales ríos en Colombia. Al final del 2018 se presentó alerta ante la probabilidad de formación de un fenómeno ENSO/El Niño 2018-2019, que implica déficit de lluvias en Colombia, según las publicaciones del Instituto de Hidrología, Meteorología y de Estudios Ambientales (IDEAM) y agencias internacionales.

El déficit hidrológico de los tres primeros meses del año se presentó por los bajos registros de la segunda temporada de lluvias en el país, debido a la incidencia de fenómenos atmosféricos que inhibieron las lluvias como la fase subsidente de la onda intra-estacional MJO (*Oscilación Madden Julian*, por sus siglas en inglés) y el lento desplazamiento de la Zona de Confluencia Intertropical (ZCIT) que regula las lluvias.

Los aportes hidrológicos acumulados durante el año 2018 de las cuencas aferentes a las cuencas de los ríos Bogotá y Guavio estuvieron por encima de la media histórica, El Quimbo normales y Betania Cuenca Propia deficitarios.

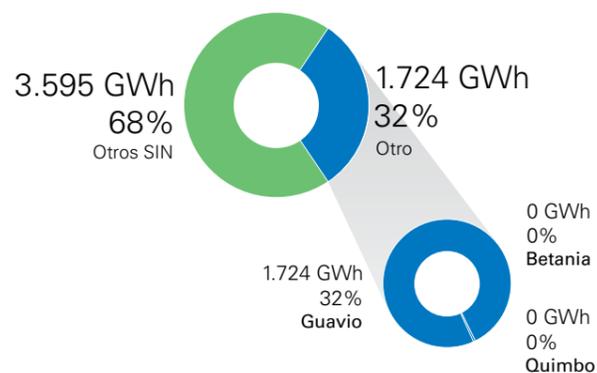


Ilustración 1. Promedio acumulado anual de los aportes hidrológicos



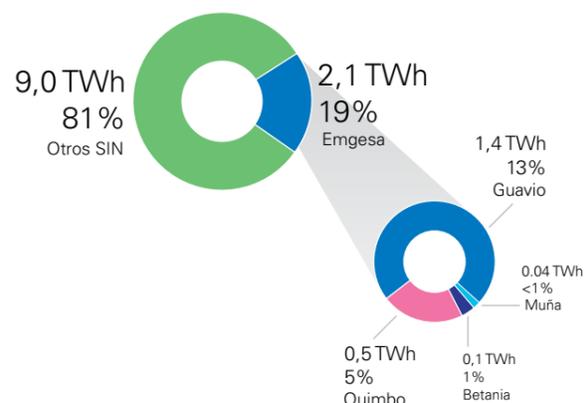
A continuación los vertimientos presentados por Emgesa (32%) respecto al comportamiento de todo el sistema en el año 2018.

Ilustración 2. Vertimientos Emgesa 2018



Las reservas de Emgesa iniciaron con 2,1 TWh y finalizaron con 2,5 TWh. Las reservas a nivel país (SIN) iniciaron con 11,1TWh (65% del volumen útil) y finalizaron con 12,2 TWh (72% del volumen útil):

Ilustración 3. Reservas al inicio de 2018

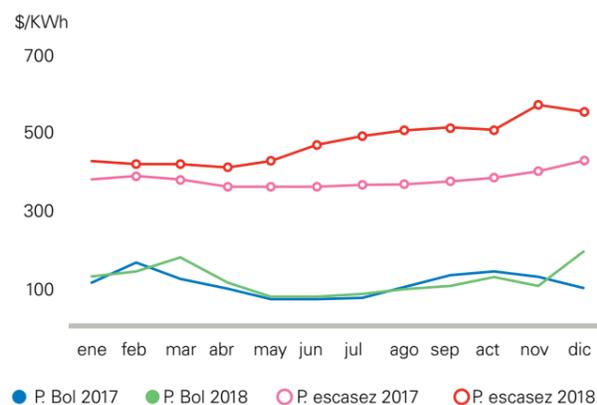


Mercado spot

El mercado *spot* o Bolsa de energía permite a los agentes generadores y comercializadores del sector transar sus excedentes y faltantes en tiempo real, teniendo en cuenta que la energía no puede almacenarse.

La demanda no está completamente expuesta a las variaciones del precio *spot* gracias a la existencia del precio de escasez, que representa un precio techo a partir del cual se materializa para los agentes generadores la exigencia de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) asumidas por los mismos.

Ilustración 4. Cifras mercado SPOT



El precio promedio de Bolsa del año fue de 116 \$/kWh, creció 9,9% con respecto a 2017.

Tabla 1. Comparativo precio de Bolsa

	2018	2017	Dif	
	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	%
Precio de Bolsa	116	106	+ 10	+9,9%
Precio de escasez	472	375	+97	+26%

En este contexto, el margen variable del año 2018 de Emgesa fue \$2,306 miles de millones, superior en 2,3% al presentado en el mismo periodo de 2017.

Demanda

La demanda nacional de energía eléctrica durante el año 2018 fue de 69,1 TWh, 3,3% mayor respecto al año anterior. En particular, la demanda del mercado no regulado correspondió al 32% del total de la demanda de energía eléctrica, es decir, 21,79 TWh. El restante de demanda (68%) correspondió a la demanda del mercado regulado, con 47,32 TWh. La demanda máxima de potencia se presentó el 13 de diciembre, al alcanzar los 10.190 MW. Esta cifra aumentó en un 1,9% respecto al máximo del año 2017 (9.996 MW).

Ilustración 5. Demanda SIN. Fuente: XM



Gestión del Cargo por Confiabilidad y Mercado Secundario

El periodo del Cargo por Confiabilidad 2017-2018 le exigió a Emgesa asumir las Obligaciones de Energía Firme (OEF) asignadas por 13.458 GWh, cumpliendo en un 99,2%, tanto por la disponibilidad de los recursos de generación como por la gestión de los anillos de seguridad definidos en la reglamentación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Adicional a las OEF asignadas, Emgesa recibió bajo el esquema de cesión de OEF, regulado por la CREG, obligaciones adicionales por 384 GWh, que fueron respaldados por la disponibilidad de las plantas de generación y representaron un ingreso adicional por 6 millones de dólares en el mercado de confiabilidad.

Tabla 2. Cifras gestión del Cargo por Confiabilidad

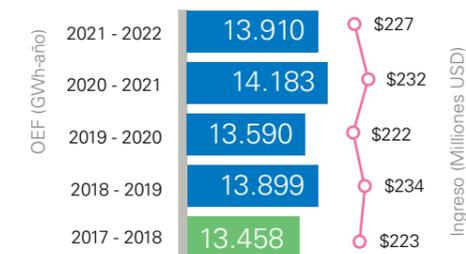
	TOTAL (GWh)	TOTAL (MUSD)
Remuneración asignada	13.458	223
Recibida por disponibilidad plantas	12.676	210
Recibida por gestión anillos seguridad	666	11
Ingresos adicionales por OEF adicionales	384	6

Asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) para Emgesa

El 18 de mayo de 2018, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) emitió la resolución 065 por la cual se asignan las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad para los períodos comprendidos entre diciembre 2019 y noviembre 2022; la Compañía participó en el proceso iniciando con la declaración de parámetros en agosto de 2018 y continuó con el calendario establecido en dicha resolución. Este proceso culminó con la entrega de los certificados de OEF el 23 de octubre de 2018.

Las obligaciones adquiridas por Emgesa en este periodo de asignación (diciembre 2019-noviembre 2022) y los períodos asignados anteriormente (diciembre 2017-noviembre 2019), junto con sus ingresos equivalentes de Cargo por Confiabilidad, se describen a continuación:

Ilustración 6. Obligaciones de energía firme





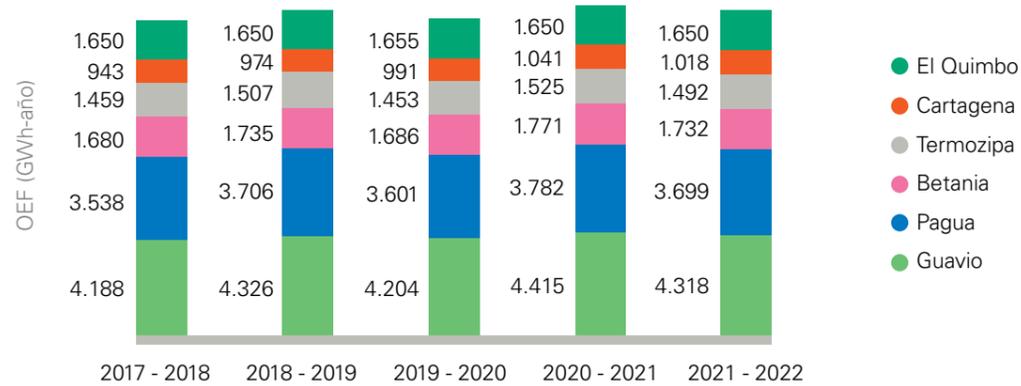
Las tarifas para calcular los ingresos respectivos a cada período cargo se encuentran en la siguiente tabla, se indexan con el Índice de Precios del Productor (IPP) americano.

Tabla 3. Tarifas para el caculo de ingresos periodos cargo

Período cargo	Indexado a	Tarifa [USD/MWh]		
		Gua+Pag+Bet+Zip	CTG	El Quimbo
17-18	nov-17	16,70	16,70	15,69
18-19	nov-18	17,04	16,09	16,01
19 al 22	nov-18	16,39	16,39	16,01

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

Ilustración 7. OEF de Emgesa por planta



Se resalta que las asignaciones de los periodos comprendidos entre diciembre 2017 a noviembre 2022 se realizaron bajo el mecanismo de asignación administrada a prorrata; los porcentajes de asignación para las plantas existentes se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4. Porcentajes de asignación para las plantas existentes

	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022
Prorrata	92%	95%	92%	97%	95%

Gestión de combustibles

Combustóleo especial

En 2018 los consumos y compras de combustóleo para la Central Cartagena presentaron un incremento del 134% y 190% con respecto al 2017, debido al incremento de las generaciones de seguridad del área Bolívar por restricciones de la red local, mantenimientos programados del sistema de transporte hacia la costa (500 kV y 230 kV) y por la situación de emergencia por orden público (febrero). La Central Cartagena en 2018 fue el mayor consumidor con 92% de los combustibles líquidos (diésel, combustóleo y querosene) utilizados para generación térmica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). En cuanto al precio unitario promedio del combustible comprado, se registró un incremento del 15,5% frente al año 2017 debido a la recuperación de precios en el mercado internacional. Durante 2018 se cumplió el compromiso de compra mínima (160 kbls) del contrato de suministro de combustóleo

especial que respalda el Cargo por Confiabilidad de la Central Cartagena por el período de diciembre de 2017 a noviembre de 2019.

Ilustración 8. Gestión combustóleo 2018



El volumen de inventario a 31 de diciembre de 2018 fue 148% superior al del cierre de 2017, debido a las condiciones operativas en presencia de fenómeno de El Niño.

Carbón

En 2018, para la operación de la Central Termozipa, los volúmenes de compras se redujeron en un 67% debido a la favorabilidad de las condiciones hidrológicas y a los bajos precios de la Bolsa de energía, mientras que los consumos de carbón se incrementaron 47% frente a lo reportado en 2017, atribuido a la alta generación en mérito reportada en el mes de diciembre. El volumen consumido en la Central, correspondió a un 10% del total utilizado en el SIN para generación térmica a carbón.

En cuanto a consumo de combustibles para generación en el Sistema Interconectado Nacional, se registró un ligero incremento para el 2018, de tal manera que la demanda eléctrica se cubrió en 15% con generación de plantas térmicas, frente al 12% reportado para el 2017.

Ilustración 9. Gestión carbón 2018



Por otra parte, se presentó una reducción del 29% en el nivel de inventario de carbón al cierre del 2018 respecto al registrado en 2017.

Mercado mayorista

En el mercado mayorista se realizaron 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 año 2018, Emgesa vendió energía en el mercado mayorista a través de contratos, como resultado de convocatorias públicas o invitaciones privadas.

Tabla 5. Ventas energía mercado mayorista

Cifras en GWh	2017	2018	Variación %
Mercado mayorista	11.693	11.330	-363 -3,1%

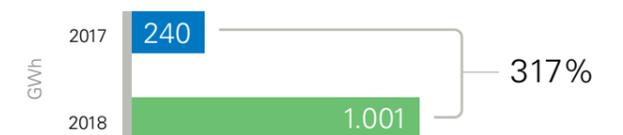
Emgesa participó en el 52% de los procesos licitatorios públicos del mercado colombiano, así como en otros procesos de venta para atender mercado regulado y/o respaldar contratos de otros generadores, alcanzando ventas de 8.717 GWh, distribuidos entre los años 2018 y 2028.

Con el fin de respaldar el mantenimiento de la Central Guavio, se realizaron compras de energía por 152 GWh entre los meses de octubre y noviembre, esto incluye un swap en el que Emgesa debió entregar 68 GWh durante el mismo periodo.

Compras de energía

Con el propósito de respaldar las ventas de energía en contratos, Emgesa compra energía por medio de contratos a otros agentes del mercado mayorista. En la siguiente gráfica se muestra el nivel de compras de energía a cierre de 2018:

Ilustración 10. Compras de energía cierre 2018



Fuente: Datos internos Emgesa

Las compras en el 2018 aumentaron un 317% respecto al año 2017. Esto se debió principalmente a que las ventas totales del año 2018 crecieron respecto al año anterior y adicionalmente a que la energía propia fue menor en 2018 frente al 2017.

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 2018 fue de 4.387 GWh, 9,4% mayor al año anterior, y equivalente al 20% de la demanda total nacional de este mercado, consolidándose como el segundo proveedor de energía en el país. Durante este año se atendieron 1.112 fronteras (puntos de teledemanda) de 480 clientes.

Tabla 6. Demanda mercado no regulado atendido por Emgesa

Cifras en GWh	2017	2018
Mercado no regulado	4.009	4.387

Ilustración 11. Resumen clientes mercado no regulado



Las principales regiones en las cuales se evidenció el crecimiento de la venta de energía a clientes del mercado no regulado, respecto al año 2017, fueron: Tolima-Huila-Caldas (+35%), Costa Atlántica (+31%) y Valle (+24%).

Adicionalmente, en el año se vendieron 7.479 GWh a clientes del mercado no regulado en contratos con vigencias para los años 2018 y 2033.

Comercialización de gas

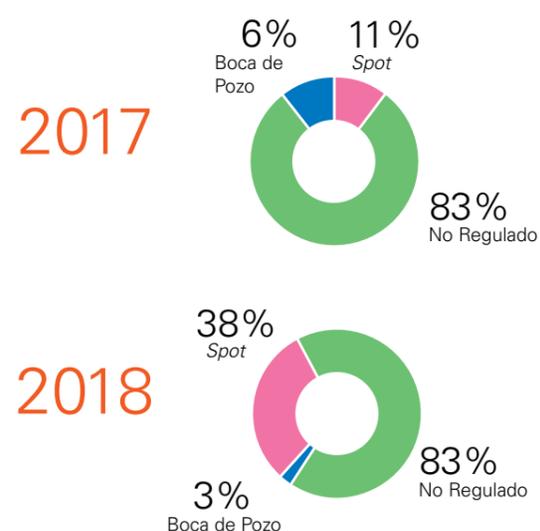
El margen variable en el año 2018 (\$4.220 millones) presentó un incremento del 23% respecto al año 2017 (\$3.421 millones), debido al incremento en el margen de las ventas *spot* en un 312%, al pasar de \$470 millones a \$1.937 millones. Se atendieron 14 clientes industriales (no regulados) en Bogotá, Manizales y Cartagena y 3 clientes en boca de pozo (mercado secundario). Se logró la firma de nuevos contratos de venta con clientes finales para el 2019 con periodos de 1, 3 y 5 años, como se muestra a continuación:

Ilustración 14. Ventas de gas 2018



La participación durante el año 2017 y 2018 en el margen variable para cada uno de los mercados fue:

Ilustración 15. Participación por mercado



Estructuración de nuevos productos Certificación de Energía Verde

Emgesa ha incursionado decididamente en el mercado de los certificados de energía verde, siempre en la búsqueda de la innovación y la diversificación de su oferta de servicios asociados a la energía eléctrica, y en pro de la satisfacción integral de clientes cada vez más exigentes. Durante el 2018 la Compañía incentivó en sus negociaciones de venta de energía al mercado no regulado, a adquirir certificados de energía renovable para presentar a sus clientes productos o servicios desarrollados con energía renovable, agregando un elemento de valor preponderante y diferenciador a las cualidades intrínsecas de sus productos. Se negociaron en 2018 57,6 GWh para los años 2019 a 2021 en clientes del mercado no regulado que incluyen certificación IRECS.

Mercado de Derivados Energéticos

En julio de 2016 Emgesa ingresó al mercado de derivados energéticos con el objetivo de celebrar contratos de futuros de energía para mitigar el riesgo asociado a la volatilidad de precios de la energía en el mercado *spot*. Con lo anterior, la Compañía administra su portafolio de contratos.

Al 31 de diciembre de 2018, existen contratos de compra de futuros de energía por 5,28 GWh y se liquidaron 10,92 GWh de contratos de venta y 7,2 GWh de compra de futuros de energía. Durante el 2018 la cobertura de las transacciones en Derivex totalizó en \$(105.2 Millones), que permitieron asegurar ingresos del mercado mayorista por \$887 millones, representando un margen variable de \$782 millones.

En mayo 2018, se registró en cámara de comercio la reforma estatutaria con el cambio del objeto social de Emgesa con el fin de poder realizar operaciones en los mercados de derivados con propósitos diferentes a la cobertura del portafolio de contratación. Al 31 de diciembre de 2018 se liquidaron 0,75 GWh, que no fueron considerados dentro de la estrategia de cobertura. A su vez, a 31 de diciembre de 2018 había contratos de venta de futuros de energía por 18 GWh, con finalidad diferente a la cobertura del portafolio de contratación.

Durante el 2018 el margen de las transacciones con finalidad diferente a la cobertura del portafolio de contratación fue \$62 millones.

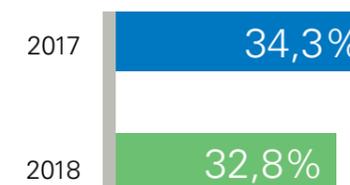
En 2018 realizamos operaciones de futuros con Derivex por 42.15 GWh. Estas operaciones son respaldadas con garantías financieras, solicitadas por Derivex y la Cámara de Riesgo de la contraparte.

Cartera

En el 2018 se llevaron a cabo programas de gestión preventiva de cobranza y aplicación de estrategias enfocadas a mejorar la gestión de recaudo de los clientes, por lo que fue posible obtener un índice de cartera gestionable a corte 31 de diciembre de 2018 de 1,1%.

No obstante, el índice promedio de cartera vencida consolidada del año alcanzó el 32,8%, debido principalmente a la cartera del agente Electricaribe S.A. ESP, la cual asciende a \$99.000 millones y se encuentra congelada por la toma de posesión de la Superintendencia de Servicios Públicos a partir del 14 de noviembre de 2016.

Ilustración 17. Índice consolidado de cartera anual



Fuente: Información interna de Emgesa

Ilustración 18. Desagregación interna de la cartera de Emgesa



Medida

Durante el año 2018 se inició el primer ciclo de auditorías quinquenales de Código de Medida, para lo cual Emgesa atendió un total de 69 visitas para el mercado no regulado y de generación. Derivado de este proceso, se generaron varias aclaraciones regulatorias que llevaron a una segunda revisión del cumplimiento de las fronteras en temas como la encriptación de datos, cargas de compensación, características de equipos de respaldo, calibraciones y pruebas de rutina. En esta nueva fase



se tiene un cumplimiento en temas metrológicos del 91% de los casos, avance que garantiza que las mediciones empleadas con propósitos operativos, comerciales, regulatorios y de vigilancia y control, son exactas y confiables, desarrollándose de acuerdo con las capacidades tecnológicas actuales.

En 2017, el CNO publicó el Acuerdo 1004, mediante el cual se establecen las condiciones mínimas de seguridad e integridad para la transmisión de las lecturas desde los medidores hacia el Centro de Gestión de Medida (CGM) y entre este último y el ASIC. Con la publicación de este documento, se han adelantado las acciones correspondientes para garantizar la operación cifrada de la información de consumos, y se han elaborado los procedimientos para asegurar que el Centro de Gestión de Medidas de Emgesa, cumple a cabalidad los requisitos técnicos y regulatorios para su correcta operación.

En el segundo semestre de 2018 se implementó el proceso para el realizar ajuste horario automático mediante un *software* para las fronteras de comercialización, garantizando un monitoreo constante y el cumplimiento de desfases permitidos regulatoriamente entre el medidor principal y de respaldo. Se ha integrado un 85% del total de las fronteras de comercialización. Adicionalmente, se compró la infraestructura para internalizar la arquitectura del CGM de Emgesa.



Central Hidroeléctrica Charquito

Principales 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	2016	2017	2018
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	66,175	66,318	66,893	69,122
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	65,942	66,667	68,943
Exportaciones de Energía	-	24	81	1,129	1,681	1,758	1,609	877	599	1,358	798	1,955	714	1,377	849	460	45	19	106
Importaciones de Energía	77	40	8	69	48	37	28	40	26	21	10	8	7	29	47	45	378	194	233
Demanda No Atendida	124	86	180	142	82	120	55	64	49	51	48	65	89	43	46	41	43	51	52
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	46,798	57,343	57,648
Generación Termo	10,204	10,609	10,065	9,538	8,662	9,401	9,719	9,334	8,180	15,071	16,292	10,147	12,293	17,776	19,516	21,798	19,093	9,316	11,509
Generación ACPM	-	-	-	-	-	-	1	1	0	276	478	5	85	145	180	1,043	1,348	12	14
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	5,659	6,256	5,400	2,398	3,687
Combustóleo	408	73	8	7	13	8	15	18	14	92	98	105	147	127	113	491	534	50	115
Gas	7,811	8,404	7,971	6,793	6,900	7,198	7,025	6,341	5,631	10,894	11,928	8,090	8,849	11,625	13,009	13,451	11,005	6,195	6,961
Gas Importado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33	28
Otros (Mezcla Gas-JetA1, JetA1, Querosene)	105	99	103	105	116	109	88	69	48	111	210	311	347	352	555	559	772	633	-
Generación Eólica	-	-	-	-	51	50	63	50	54	58	39	41	55	58	70	68	51	3	43
Generación Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Generación (GBTU)																			
Térmica Gas SIN	-	-	-	-	-	26,951	68,400	56,854	48,899	86,822	102,053	71,262	75,766	98,225	110,297	108,554	90,780	54,154	53,859
Térmica Gas Importado SIN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	438	404	10,366
Térmica Gas EMGESA	-	-	-	-	-	60	159	418	242	2,653	2,144	1,524	1,002	7	-	171	227	39	42
POTENCIA SIN (MW)																			
Hidráulica	8,265	8,682	9,042	8,862	8,926	8,948	8,947	8,991	8,997	8,997	9,044	9,718	9,777	9,875	10,900	11,501	11,611	11,726	11,837
Térmica	4,455	4,464	4,369	4,348	4,459	4,377	4,289	4,379	4,439	4,458	4,185	4,634	4,509	4,598	4,485	4,814	4,865	4,902	5,309
Otros (Cogenerador, eólica, solar)	14	14	14	20	43	31	44	44	43	53	73	75	76	85	96	105	118	151	177
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	9,551	10,095	9,904	9,996	10,190
POTENCIA EMGESA (MW)																			
Hidráulica	2,274	2,274	1,978	1,832	1,852	1,879	1,860	2,450	2,450	2,450	2,469	2,469	2,469	2,484	2,618	3,008	3,078	3,082	3,120
Térmica	222	222	221	223	223	225	354	354	411	411	411	412	412	412	412	412	411	411	408
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	5,949	5,081	4,937
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	1,907	2,621	2,128
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	3,963	3,062	3,223
El Químbo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	159	1,448	2,190	1,892
Cartagena	408	73	8	7	13	8	10	36	31	224	241	206	203	91	74	332	330	53	116
Termozipa	8	62	243	180	68	228	321	478	472	747	791	264	394	934	914	1,150	592	119	173
Filo de Agua	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46	322	327	554	1,086
Menores	853	302	373	156	484	502	608	496	556	335	517	721	328	118	92	95	211	555	709
Energía Comercializada EMGESA (GWh)																			
Mercado Mayorista	6,384	6,233	4,770	6,145	5,576	5,284	8,170	8,310	8,734	8,979	8,335	7,639	8,682	8,425	7,669	8,497	8,696	10,837	10,612
Mercado No Regulado	-	1,627	2,388	2,493	2,925	3,074	3,019	2,209	2,183	2,481	2,611	2,905	3,037	3,145	3,300	3,991	4,632	4,866	5,086
OBLIGACIONES ENERGIA FIRME (GWh)																			
OEf Sistema	-	-	-	-	-	-	4,324	52,780	55,326	54,732	56,535	64,914	68,224	69,866	64,264	67,952	72,207	72,326	75,778
Hidráulica	-	-	-	-	-	-	2,096	25,529	26,158	25,887	26,566	29,493	32,722	33,939	31,048	34,010	36,274	36,424	38,316
Térmica	-	-	-	-	-	-	2,222	27,178	29,168	28,739	29,746	35,104	35,156	35,575	32,744	33,415	35,365	35,267	36,682
Cogenerador	-	-	-	-	-	-	6	73	52	106	223	317	347	352	472	526	567	633	734
Otras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46
OEf Emgesa	-	-	-	-	-	-	3,814	11,209	11,187	11,835	13,301	13,311	13,529	12,095	12,462	14,093	13,204	13,850	
Hidráulica	-	-	-	-	-	-	3,103	9,068	8,835	9,063	10,143	10,150	10,316	9,252	9,858	11,122	10,804	11,441	
Térmica	-	-	-	-	-	-	711	2,141	2,351	2,772	3,159	3,161	3,213	2,843	2,604	2,971	2,400	2,409	
TRANSACCIONES - SIN (Miles de Millones \$)																			
Remuneración CxC	965	1,055	1,233	1,438	1,324	1,198	1,260	1,412	1,453	1,619	1,451	1,607	1,559	1,640	1,906	2,751	3,403	3,504	3,591
Costo de Restricciones	-	-	-	176	200	155	260	120	347	277	499	705	622	296	282	433	998	1,455	1,997
Transacciones en Bolsa	711	935	813	1,138	1,104	1,320	1,275	1,392	1,478	2,547	2,445	1,407	1,870	2,670	3,447	3,909	4,109	2,032	2,292
Servicio de AGC	56	203	157	243	222	273	268	183	367	526	504	294	444	709	882	1,628	1,199	526	554
TRANSACCIONES - EMGESA (Miles de Millones \$)																			
Remuneración CxC	173	211	250	290	271	230	247	283	350	377	291	333	347	357	424	593	807	808	763
Ventas en Bolsa Nacional	129	94	185	202	234	234	243	198	244	344	268	226	317	385	658	615	534	216	268
Compras en Bolsa Nacional	16	110	16	53	27	30	26	62	69	161	206	50	109	197	170	153	192	158	138
Servicio de AGC	16	51	26	15	35	61	43	45	90	154	135	91	121	268	189	554	440	77	88
HIDROLOGÍA - EMBALSE																			
Aportes SIN respecto a la M.H. (%)	106	84	88	88	101	94	108	105	119	89	107	135	104	91	91	80	83	97	103
Aportes Energía - SIN (GWh)	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	48,017	53,118	63,001	66,123
Volumen Útil - SIN (%)	71	83	75	79	81	78	81	78	82	65	78	89	73	69	75	61	74	65	72
Volumen Útil - SIN (GWh)	11,131	12,620	11,154	12,178	12,395	11,837	12,612	12,090	12,500	10,000	11,957	13,968	11,181	10,495	12,132	10,563	12,586	11,091	12,161
Vertimientos - SIN (GWh)	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	376	3,445	5,318
Vertimientos Emgesa (GWh)	1,926	293	1,745	111	1,812	813	2,527	242	1,538	296	2,177	1,131	897	5	680	504	157	382	1,724
PRECIOS E INDICADORES																			
Precio de Bolsa Nacional (\$/kWh)	45	52	49	67	64	74	74	84	88	139	129	75	116	177	225	378			



Panorama Región del Huila

Gestión regulatoria del mercado

La gestión regulatoria asociada al mercado de energía eléctrica y a la comercialización de gas natural durante el año 2018 se vio impactada por algunos hechos institucionales y de mercado, como el atraso en la entrada del Proyecto Hidroituango, la evolución del proceso de Electricaribe, la agenda legislativa e incluso el cambio de Gobierno, los cuales llevaron al regulador, al Ministerio de Minas y Energía y a otras instituciones, a adelantar acciones con el fin de atender estos hechos principalmente y en general a avanzar con las agendas propuestas a inicios del 2018, en este sentido destacamos a continuación el avance de los siguientes temas.

Con la publicación de las resoluciones CREG 083 y 084 de 2018, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) fijó la oportunidad para asignar las Obligaciones de Energía Firme (OEF) del Cargo por Confiabilidad para los periodos 2019-2020, 2020-2021 y 2021-2022, y convocó a una subasta de reconfiguración de venta de energía para el período 2018-2019. Ambas medidas regulatorias buscaban asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente para el país en el mediano y largo plazo frente al impacto en la confiabilidad del sistema por el atraso de Hidroituango.

De igual manera la Comisión, mediante las Resoluciones CREG 103, 104 y 142 de 2018, modificó algunos aspectos del esquema del Cargo por Confiabilidad y definió las condiciones para la convocatoria a una subasta de expansión del Cargo por Confiabilidad para el período que inicia en diciembre de 2022. Como novedad, la resolución establece entre otros aspectos, que la subasta a realizar se hará mediante el mecanismo de sobre cerrado (antes subasta de reloj descendente), así mismo se limita la información que se publica sobre el proceso y también se dan incentivos económicos para la entrada anticipada de proyectos.

En relación con la incorporación de las Fuentes Renovables No Convencionales de Energía - FRNCE durante el año 2018, el Ministerio de Minas y Energía (MME), a través del Decreto 0570 de marzo de 2018, definió los lineamientos de política pública para la contratación de Energía de Largo Plazo. Los objetivos del Decreto son: fortalecer la resiliencia de la matriz de generación a través de la diversificación del riesgo, promover la competencia y la eficiencia en la formación de precios a través de proyectos nuevos y existentes, mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático, a través del aprovechamiento de los recursos renovables disponibles, fortalecer la seguridad energética nacional y reducir las emisiones de GEI, de acuerdo con compromisos COP 21. El Ministerio expidió las Resoluciones 40791 y 40795 de agosto de 2018, mediante las cuales se definieron la metodología de las subastas de contratos de largo plazo y el lanzamiento de la primera subasta de energía eléctrica a largo plazo en el país respectivamente.

A través de las resoluciones 41307 y 41314 de 2018 de diciembre de 2018, el Ministerio estableció todos los detalles del mecanismo de adjudicación y convocó oficialmente a la primera subasta de energía eléctrica de contratación a largo plazo, que se llevará a cabo el 26 de febrero de 2019. Este proceso busca adjudicar 1.183.000 megavatios hora-año, a través de contratos de energía media anual a largo plazo con una vigencia de 12 años. La fecha de inicio de las obligaciones de los proyectos de generación que sean asignados será el 1 de diciembre de 2021. La subasta solo tendrá en cuenta proyectos de generación de energía cuya fecha inicial de operación sea posterior al 31 de diciembre de 2017, los cuales serán evaluados con base en cuatro criterios: resiliencia, complementariedad de los recursos, seguridad energética regional y reducción de emisiones de CO₂.

Sobre otros aspectos regulatorios complementarios, se definieron las reglas para que los usuarios puedan producir energía y venderla al Sistema Interconectado Nacional. Se trata de la Resolución CREG 030 de 2018 sobre autogeneración a pequeña escala (hasta un megavatio) y generación distribuida, la cual define un mecanismo fácil y sencillo para que los usuarios residenciales de todos los estratos, así como los comerciales y pequeños industriales, produzcan energía principalmente para atender sus propias necesidades y puedan vender los excedentes al sistema interconectado.

Al finalizar el año 2018, con la coordinación de la CREG, varios consultores presentaron una serie de estudios contratados por el regulador, que se orientan a modificar la arquitectura del mercado, teniendo en cuenta la inminente entrada de

FRNCE a la matriz de generación. En particular, se analizaron los siguientes temas: i) la implementación de un despacho vinculante y mercados intradiarios, ii) la implementación de servicios complementarios e introducción de nuevas tecnologías (sistemas de almacenamiento) y iii) actualización del Código de Redes. Estos estudios siguen en análisis por parte de la Comisión y se esperan propuestas más concretas para el 2019.

En cuanto a los asuntos relacionados con el marco regulatorio de gas natural, la CREG complementó aspectos que habían sido revocados en la Resolución CREG 202 de 2013 relacionada con los criterios generales para remunerar las actividades de distribución de este energético. Uno de los componentes que conforma la tarifa que pagan los usuarios del servicio de gas combustible tiene que ver con el costo en que incurren las empresas por llevar el gas a través de redes de tubería, desde las estaciones ubicadas a las entradas de las ciudades hasta las conexiones de los usuarios.

Con la expedición de la Resolución CREG N°090 de 2018 quedaron integrados todos los elementos de la metodología para calcular las tarifas de distribución de gas por redes de tubería, de tal manera que se remunere adecuadamente la actividad de distribución de este energético.

La Comisión, continuando con sus análisis y ajustes al mercado de gas natural, presentó para comentarios la Resolución CREG 072 de 2018, mediante la cual se ajustaron disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017.

Plan de relacionamiento y atención al cliente

Relación con clientes

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

Ilustración 12. Plan de relacionamiento con el cliente



Fuerza de ventas

Como parte de la propuesta de valor a los clientes, se cuenta con un equipo de coordinadores comerciales de zona, expertos en mercado de energía, gestión de la energía, calidad de suministro y regulación del sector, quienes brindan asesoría y seguimiento personalizado. Emgesa atiende clientes a nivel nacional, su fuerza de ventas se encuentra en las ciudades de Bogotá, Cali y Barranquilla.

La gestión comercial de la oficina comercial Barranquilla aportó a un crecimiento en la Costa Atlántica del 31% respecto al año 2017.

En el último trimestre de 2018 se inició un proyecto para potencializar la atención de los clientes por medios virtuales, logrando así una mayor cobertura en la asesoría.

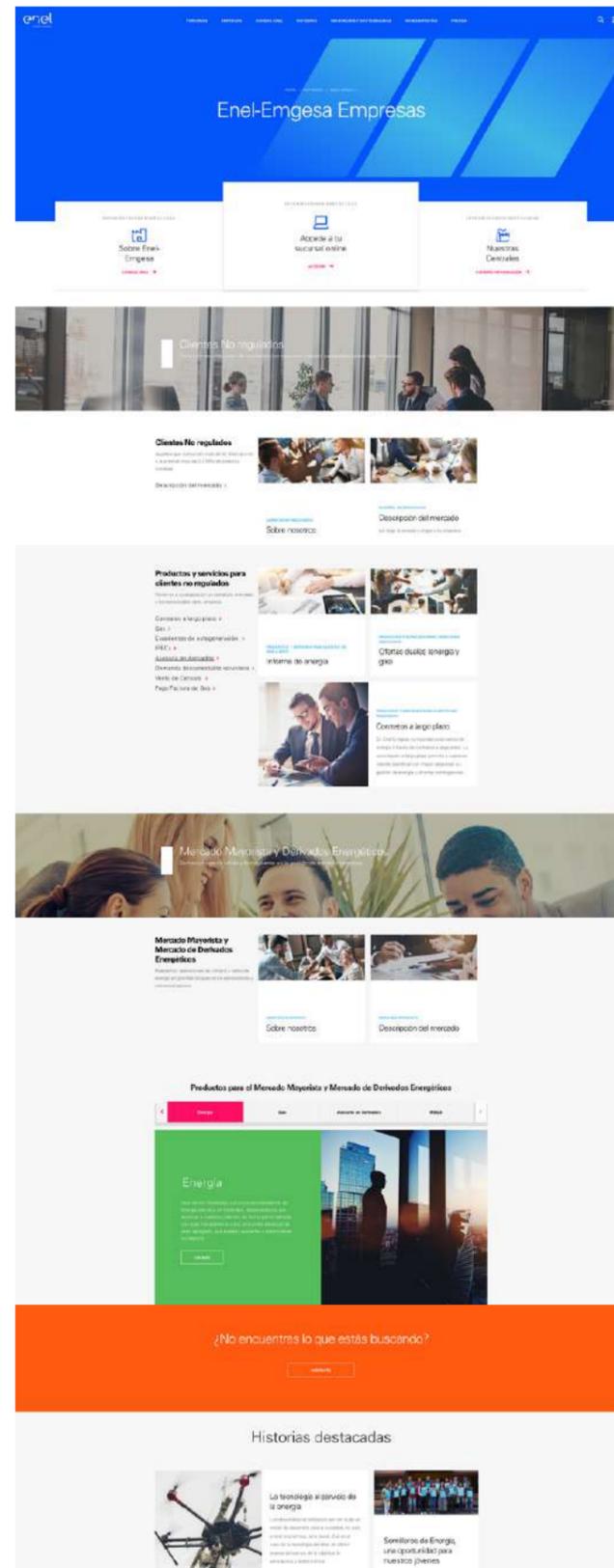
Call Center

Los clientes tienen a su disposición líneas de atención a nivel nacional disponibles las 24 horas del día, los 365 días del año, mediante las cuales se atienden todas las dudas y requerimientos, así como las reclamaciones por calidad del suministro ante el Operador de Red correspondiente.

Sitio web

Mediante el sitio web <http://clientes.emgesa.com.co>, los clientes de la Compañía pueden acceder a contenidos personalizados.

Ilustración 13. Página web de Emgesa



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 energía
- Perspectivas económicas
- Otros temas de actualidad

A cierre de 2018, cerca de 394 clientes asistieron a los eventos que hacen parte del plan de relacionamiento.

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) de 2018 fue 86,2% manteniéndose en niveles de excelencia en los últimos años, gracias al desarrollo del plan de relacionamiento con clientes. El modelo de satisfacción de clientes evalúa aspectos de la relación comercial como atención por parte de su coordinador comercial, medios de comunicación, factura, imagen, entre otros.



Evento relacionamiento Clientes

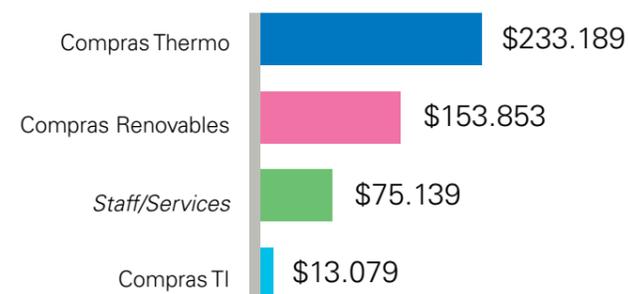
GESTIÓN DE COMPRAS Y APROVISIONAMIENTO

La función de aprovisionamiento se inscribe en el ámbito de la cadena de suministro, tiene como objetivo la adquisición de materiales, obras y servicios, por medio de una adecuada y oportuna selección de proveedores y contratación, con el fin de asegurar la prestación de servicios y el suministro de bienes de acuerdo con las necesidades de la Organización.

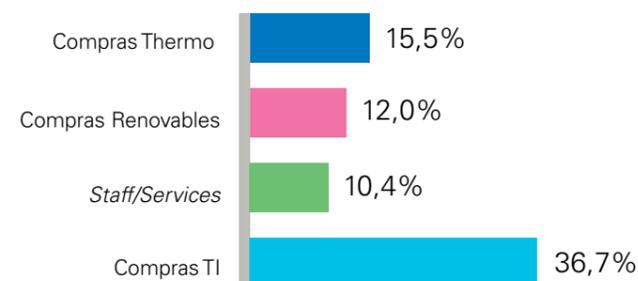
Comprende las actividades que se inician cuando la Compañía tiene la necesidad de un material, obra y/o servicio, hasta la formalización de la relación jurídica mediante la firma de un contrato, o firma de una orden de compra con ocasión de la aceptación de una oferta mercantil.

Principales indicadores

Durante el año 2018 se realizaron adjudicaciones por un valor de \$475.260 millones, entre compras de generación renovable, compras de generación térmica, staff y compras asociadas a tecnología e informática.



Con estas compras se logró obtener un ahorro del 14,4%, resultado de negociaciones con proveedores para obtener mejores precios de mercado. El ahorro obtenido es distribuido por carteras de compra según se indica a continuación:



Algunos logros en 2018

- Durante el año 2018 se dio continuidad a la implementación del proyecto *Procurement Transformation* con el principal objetivo de crear valor en las unidades de negocio y mejorar significativamente la experiencia de los grupos de interés con una perspectiva *End to End*. Se dio continuidad al objetivo de incrementar las competencias de los compradores, así como a mejorar la integración y comunicación con los clientes para definir soluciones que atiendan las necesidades de los negocios. Se buscó involucrar a los proveedores desde que surge la necesidad, escuchando sus propuestas, para desarrollar en conjunto un enfoque innovador en la operación de los negocios.
- La Compañía se esforzó en contar con proveedores calificados, con experiencia y de gran desempeño, es por esto que durante el año 2018 se llevó a cabo el foro Transformación en el proceso de compras, al cual asistieron aproximadamente cien empresas que prestan servicios o potenciales proveedores en los negocios. En este foro se presentó la estrategia de Compañía de cara al proyecto de transformación y los principales desafíos tanto en cada una de las líneas de negocio como en los ámbitos de Procurement, HSEQ, Auditoría y Sostenibilidad. También se dio a conocer a los proveedores los próximos planes de inversión y plan de compras para los siguientes tres años.
- Se llevó a cabo el primer taller de *Innovation by Vendors* con proveedores llamado PRO-VEERNOS. Este es un espacio creado para compartir con los proveedores: dificultades, problemas y soluciones, información relevante, inquietudes y prioridades, buscando mayor integración, facilitando el trabajo y logrando así mejores resultados. Durante estas actividades se plantearon problemas para encontrar soluciones de manera conjunta, se realizaron aclaraciones y se brindó información de la transformación del proceso de compras.
- Para el negocio de generación térmica se implementó un nuevo sistema para la evaluación *Vendor Rating* denominado *Track & Rate*. Esta herramienta pretende reemplazar todo tipo de cuestionarios que se tenían y permite a todos los usuarios de las unidades de negocio, emitir advertencias en tiempo real durante el desempeño de los proveedores, desde cualquier tipo de dispositivo (teléfonos inteligentes, tabletas, PC).

- Durante el año 2018 continuó el modelo de calificación de proveedores por medio del sistema de calificación que incluye el concepto de sostenibilidad (derechos humanos, medio ambiente y seguridad) como pilar en todas las evaluaciones de los proveedores.

Gestión de compras

Los siguientes fueron algunos procesos relevantes contratados durante el 2018:

Compra de servicios para generación térmica

- Suministro sistema para reducción de óxido de azufre (SOx) de la Central Térmica Termozipa, por valor total de \$61.900 millones antes de IVA, con vigencia hasta el 15 de octubre de 2022. El alcance del contrato incluye diseño, ingeniería, suministro de materiales, fabricación y pre fabricación, pruebas, embarque, entrega, supervisión de montaje y comisionado, pruebas de eficiencia para dos (2) mezcladores de cal viva, además de un sistema de semi secado y un sistema de desulfuración de gas con sus equipos auxiliares.
- Suministro del sistema para reducción de óxido de nitrógeno (NOx) de la Central Térmica Termozipa, por valor total de \$42.523 millones antes de IVA, con vigencia hasta el 14 de enero de 2020. El alcance del contrato incluye el desa-

rollo e implementación de cuatro sistemas completos de medidas primarias para la reducción de óxido de nitrógeno incluido las obras eléctricas y civiles y puesta en marcha del sistema.

Compra de materiales y contratación de obras y servicios para la generación renovable

- El servicio de operador social del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, con un plazo de 30 meses a partir de julio del mismo año, con un costo de \$11.227 millones.
- El servicio de obras civiles para la parada de la Central Guavio, por un valor de \$6.243 millones y cuyo ahorro fue \$985 millones, el cual equivale al 13,6%.
- El monitoreo hidro-meteorológico para todas las plantas hidroeléctricas de Emgesa, con un plazo de 3 años a partir de junio del mismo año, por un valor de \$5.231 millones.

Compras servicios y staff

- Servicio integral de aseo, cafetería y mantenimiento de edificaciones por un valor de \$17.685 millones y un periodo de 3 años. En este proceso se incluyó el servicio de mantenimiento de los sistemas críticos (Mantenimiento UPS, sistemas y equipos de aire acondicionado, sistema y equipos



Embalse del Guavio



contraincendios, mantenimiento plantas de respaldo eléctrico, mantenimiento ascensores), con el fin de optimizar costos y delegar la gestión de las instalaciones a un solo experto. Se implementó además la gestión de edificios administrativos con el modelo de *Facility Management*, el cual permite obtener mayores eficiencias en costos porque el proveedor se encarga de la gerencia integral de la sede.

- Servicio de alimentación en centrales de generación por un valor de \$10.765 millones y un periodo de 3 años.

Compras de sistemas y tecnologías de información

- Contratación del suministro de equipamiento Cisco, que incluye la compra de hardware, licencias, soporte y servicios profesionales de la infraestructura Cisco para cubrir necesidades de proyectos y soporte tanto de *Global Digital Solution Colombia* como de las líneas de negocio. La finalidad del contrato es lograr soportar la conectividad de las redes de datos, seguridad y telefonía, y así garantizar la continuidad en la operación de las arquitecturas en las redes de datos. El valor del contrato fue de \$5.413 millones IVA incluido.
- Contratación para la implementación de la plataforma de facturación electrónica, que incluyó el análisis, diseño, implementación, puesta en operación y soporte tanto para la emisión como para la recepción de facturas, con el fin de dar cumplimiento a lo establecido en el decreto 2242 de 2015 que determina las condiciones para la masificación de factura electrónica en Colombia; con una vigencia de tres años y un valor de \$162 millones IVA incluido.

Gestión de los riesgos de las contrapartes

En desarrollo del principio de transparencia y como etapa previa a los procesos de contratación y/o a la suscripción de acuerdos comerciales por parte de la Empresa, se realizaron 325 análisis de contrapartes, orientados a identificar y tratar de forma oportuna los riesgos reputacionales y jurídicos que se pueden derivar de las relaciones comerciales o contractuales que se establecen con terceros.

Para Emgesa la honorabilidad, idoneidad, eficacia y transparencia de sus proveedores, debe ser concordante con los valores y principios éticos establecidos por el Grupo Enel en Colombia.

Control Contratistas

Según lo planteado como reto para el año 2018, se implementó la herramienta informática Gestor.com para asegurar mayor oportunidad en la identificación y seguimiento de riesgos frente a eventuales incumplimientos contractuales y de obligaciones jurídico laborales por parte de los contratistas.

Adicionalmente, con el propósito de mitigar los riesgos jurídico-laborales derivados de la contratación de servicios, asegurar el cumplimiento de las obligaciones contractuales y a su vez fortalecer las relaciones con las empresas contratistas se desarrollaron las siguientes acciones:

- Para los contratos más relevantes se realizaron 23 auditorías e inspecciones laborales con el propósito de validar el cumplimiento de las obligaciones jurídico-laborales, seguridad y salud laboral, seguridad de la información y requisitos contractuales. Frente a los hallazgos se establecieron planes de acción por parte de los contratistas y al cierre del año el 65% de los mismos ya fueron implementados y minimizados los riesgos determinados.
- Se realizó trimestralmente la evaluación de desempeño *Vendor Rating* para 20 contratos en lo relacionado con el cumplimiento de obligaciones jurídico laborales, la cual busca que estas empresas tengan una mejora continua en la prestación de sus servicios.
- Se participó en 52 materializaciones, para validar el cumplimiento de las obligaciones jurídico laborales de los nuevos contratos.



03

ASÍ NOS PROYECTAMOS HACIA EL ENTORNO



GESTIÓN AMBIENTAL

Gestión ambiental en generación

La gestión ambiental estuvo enfocada en la ejecución de las siguientes líneas de actuación:

- Se ejecutaron las actividades definidas en la licencia ambiental de la Central El Quimbo, así como los planes de manejo ambiental de las centrales Cadena Pagua, Cadena Antigua, Cartagena, Betania y El Quimbo, aprobados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y la gestión ante las autoridades ambientales regionales, para la renovación y consecución de permisos que garantizarán la operación en el marco del desarrollo sostenible.
- Como parte de la ejecución del proyecto de extensión de vida útil y mejora del desempeño ambiental en la Central Termozipa, se completó la instalación del sistema MAGALDI en todas las unidades, el cual permite eliminar el uso de agua para la extracción de ceniza y el vertimiento que generaba esta actividad.
- Se continuó con la eliminación de pasivos ambientales. Se realizó la sustitución de aceites contaminados con Bifenilos Policlorados (PCB) en la Central Termozipa, mediante el cambio de un transformador auxiliar y un transformador de potencia a través de un proceso de dechlorinación.
- En la Central Termozipa se llevó a cabo la instalación de silenciadores de ruido para el venteo de vapor de las calderas de las unidades 2, 3, 4 y 5, con lo que se logró una disminución de la emisión de ruido en los periodos de arranque.
- Se ejecutaron las actividades definidas en el convenio con la Fundación Parque Jaime Duque para la recuperación de humedales en el municipio de Tocancipá, área de influencia de la Central Termozipa. Se restauraron 70 hectáreas y se sembraron 9.000 árboles.
- Se avanzó en la presentación de una nueva área de 2.364 ha adicionales como reserva de la sociedad civil Cerro Matambo I, que hace parte de El Quimbo, considerada como una de las categorías de conservación y que asegura la continuidad de los procesos ecológicos para la preservación y conservación de la diversidad biológica. Se desarrolló el Centro de Investigación y Estación Biológica, que se convirtió en referente académico y ha permitido el desarrollo de trabajos de grado y de maestría.



Embalse El Quimbo

- En el marco del Programa Íctico y Pesquero del Alto Magdalena que se desarrolla en El Quimbo desde hace cinco años, entre Emgesa y la Universidad Surcolombiana (USCO), se obtuvo la certificación de sanidad por parte del Instituto Colombiano Agropecuario (ICA) para la estación piscícola “Estación Experimental Surcolombiana de Recursos Hidrobiológicos” donde se realiza la investigación y reproducción de alevinos nativos del río Magdalena para realizar el primer repoblamiento de peces en El Quimbo. De esta manera, se convirtió en la primera estación en el país que cuenta con esta certificación y que garantiza que los alevinos reproducidos cuenten con las características adecuadas para ser implantados en el medio ambiente.
- Se realizaron dos eventos de talla internacional para dar a conocer la aplicación de la política de protección de la biodiversidad de Emgesa. En primera instancia, el Seminario de Manejo Ecológico de Presas, realizado en Neiva, que contó con la participación de dos expertos brasileños y más de 120 participantes, sobre el tema del repoblamiento de peces en embalses para la generación hidroeléctrica. Se realizó además el simposio La Restauración Ecológica como Pieza Fundamental para la Sostenibilidad, con la presencia del Ministro de Ambiente y los directores de las entidades referente en este tema.
- Se construyó el documento de Plan de Manejo Ambiental para el embalse de Muña, que incluyó el reconocimiento del área de influencia y las medidas de manejo propuestas para abordar las diferentes condiciones que se presentan en el entorno.

Proyecto Mejoramiento de la Gestión de Residuos

Se dio inicio al proyecto de Mejoramiento de la Gestión de Residuos Sólidos que se producen en las oficinas. Se abordaron las fases de generación, clasificación, aprovechamiento y disposición final, y se buscó el apoyo de trabajadores, personal de aseo, empresa de aseo de la ciudad y asociaciones de recicladores.

Se instalaron 10 nuevas estaciones de clasificación de residuos, se diseñó una campaña de comunicación que en su primera fase busca reforzar la correcta clasificación de residuos, y se definió un plan de trabajo para el año 2019 que tiene como objetivos principales incrementar el porcentaje de material aprovechable del total de residuos generados, definir un plan de gestión integral de residuos en los procesos administrativos y crear conciencia del impacto que cada persona tiene en el medio ambiente, no sólo desde el trabajo, sino desde los hogares.

Gestión regulatoria ambiental

Durante el 2018 la gestión en materia de regulación ambiental estuvo enfocada en la participación en la construcción conjunta con las diferentes autoridades ambientales del orden Nacional, Departamental y local, de la reglamentación de temas estratégicos para las diferentes áreas de Emgesa, orientando esfuerzos en la incorporación de las propuestas realizadas con el fin de responder a los intereses y necesidades de la Compañía.

Se realizó el análisis de los aspectos más críticos de la normativa ambiental expedida durante el año 2018 y relacionada con las actividades propias de Emgesa, asociados a: licenciamiento ambiental de proyectos, compensaciones ambientales, incentivos de conservación, beneficios ambientales, ordenamiento de embalses, calidad de aire, arqueología, Planes de Ordenamiento Territorial, Planes de Manejo y Ordenamiento de Cuencas, Plan de Ordenamiento del Recurso Hídrico, lineamientos para el desarrollo de los procesos de consulta previa, gestión de residuos (ordinarios, electrónicos y peligrosos), Transferencias del sector eléctrico, y cambio climático; de los cuales se destacan los siguientes actos administrativos:

En cuanto a compensaciones ambientales se emitieron las Resoluciones 256 y 1428, relacionadas con la actualización del Manual de Compensaciones Ambientales para el Componente Biótico y la Resolución 1479, relacionada con la Tarifa Mínima de la Tasa Compensatoria por Aprovechamiento Forestal Maderable en bosques naturales.

En cuanto a la gestión del recurso hídrico, se destacan las Resoluciones 957, 958 y 959, las cuales adoptan la Guía técnica de criterios para el acotamiento de las rondas hídricas en Colombia, la Guía técnica para la formulación de Planes de Ordenamiento del Recurso hídrico continental superficial (PORH) y la Guía Nacional de Modelación del recurso hídrico para aguas superficiales continentales. Así mismo, se expidieron los Decretos 1090 y 1091, en relación al Programa para el Uso Eficiente y ahorro de Agua que deben cumplir aquellos poseedores de concesiones de agua continental en el territorio colombiano.

Para procesos de licenciamiento e impacto ambiental fueron expedidas, la Resolución 1084 relacionada con las metodologías de la valoración de costos económicos del deterioro y de la conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables; y la Resolución 1402, mediante la cual se adopta una nueva Metodología General para la Elaboración y Presentación de Estudios Ambientales.

En materia de FRNCE se expidieron la Resolución 703, la cual establece el procedimiento y los requisitos para obtener la certificación UPME que avala los proyectos de fuentes no convencionales de energía (FNCE), con miras a obtener el beneficio de la exclusión del IVA y la exención de gravamen arancelario de los que trata la ley 1715 de 2014, y el Decreto 2462, en relación con la exigencia del Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA) para los proyectos de biomasa para generación de energía con capacidad instalada superior a 10 MW, excluyendo los que provienen de fuentes energía solar, eólica, geotérmica y mareomotriz.



En cuanto a transferencias del sector eléctrico, se expidió la Ley 1930, en relación a la gestión integral de los páramos en Colombia, estableciendo que una parte de la destinación de las transferencias del sector eléctrico será para la conservación de los páramos en jurisdicción de las Corporaciones Autónomas Regionales y Parques Nacionales Naturales de Colombia. La reglamentación de esta ley ha estado en procesos de consulta pública.

Uno de los temas con mayor incidencia durante el 2018 fue el relacionado con el caudal ambiental, sobre el cual el Ministerio de Ambiente buscó reglamentar el aprovechamiento del recurso hídrico de las cuencas, mediante la expedición de una metodología de aplicación nacional, aún en estructuración. Para el año 2018 dicha metodología fue modificada para que en su aplicación incluyera la cuenca del río Bogotá, buscando el cumplimiento de la orden 4.30 “Caudal ambiental y ecológico del Río Bogotá”, proferida por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, mediante la cual el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible debe desarrollar y adoptar una metodología específica para la estimación del caudal ambiental. Como consecuencia se dispuso para consulta pública la metodología para la estimación del caudal ambiental en el río Bogotá, la cual, debido a las gestiones realizadas, salió en firme y nuevamente se encuentra en proceso de revisión, por parte de la autoridad. En este sentido se trabajó con los Ministerios de Minas y Energía, Ambiente y Desarrollo Sostenible, la CREG, el CNO, XM, Andesco, la Andi y empresas del sector, para que la metodología no sea expedida como está plasmada en el proyecto de norma, puesto que en ejercicios conjuntos de modelación se estableció que tendría implicaciones serias para el sector eléctrico y energético del país si esta fuera aplicada a proyectos existentes y renovaciones de concesiones de agua.

En relación con el cambio climático, el Gobierno reglamentó la Ley 1931, la cual establece las directrices para la gestión del Cambio Climático en Colombia. Esta crea el Consejo Nacional de Cambio Climático, establece los alcances de los instrumentos de gestión a nivel nacional, regional, local y sectorial. Además, crea el Sistema Nacional de Información sobre Cambio Climático y abre la oportunidad en cuanto a instrumentos económicos y financieros para el Programa Nacional de Cupos transables de emisión de Gases de Efecto Invernadero. Adicionalmente, mediante la Resolución 1447 se reglamentan los sistemas MRV (monitoreo, reporte y verificación) de las acciones de mitigación a nivel nacional, acto que representa un primer paso para dar claridad al avance de metas del país en el cumplimiento de la Contribución Nacionalmente Determinada. Finalmente se

adoptó el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático para el Sector Minero Energético (PIGCC ME) por parte del Ministerio de Minas y Energía.

Gestión legal ambiental

Desde el punto de vista jurídico, se realizó además la sustitución de los certificados de carencia de las centrales Termozipa y Termocartagena, los cuales fueron prorrogados por dos años por parte del Ministerio de Justicia; con este certificado las centrales térmicas pueden seguir con su normal funcionamiento.

En ese mismo orden, se cerraron dos procesos sancionatorios ante la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM), (Expedientes No. 55492 y 1065/2014), gestión que dio como resultado la exoneración de cualquier tipo de responsabilidad por parte de Emgesa en materia ambiental.

En el marco de la Resolución 2984 de 2017, por medio de la cual se amplió el plazo de la concesión de aguas del Río Bogotá, y otorgó concesión para los ríos Bogotá, Tominé y Muña y las Quebradas El Rodeo, Obasas, Vitelma, Santa Marta y la Junca, se radicó la propuesta del Plan de Compensaciones, y se realizaron mesas técnicas en diciembre de 2018 y enero de 2019 para detallarlo.

Se realizó la gestión legal para atender la acción popular que adelantan los piscicultores del área de influencia de la central Betania (COMEPEZ y otros) contra Emgesa coadyuvada por la Gobernación de Huila, dentro de la cual se adelantó una defensa para impedir la suspensión de la operación de la Central Hidroeléctrica El Quimbo. En el 2018 se logró obtener por parte de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM), el Informe final de implementación de la campaña de monitoreo de calidad de agua, aguas abajo del sitio de presa de la Central Hidroeléctrica El Quimbo, el cual es positivo para la Compañía y se puede influir en el fallo definitivo de primera instancia.

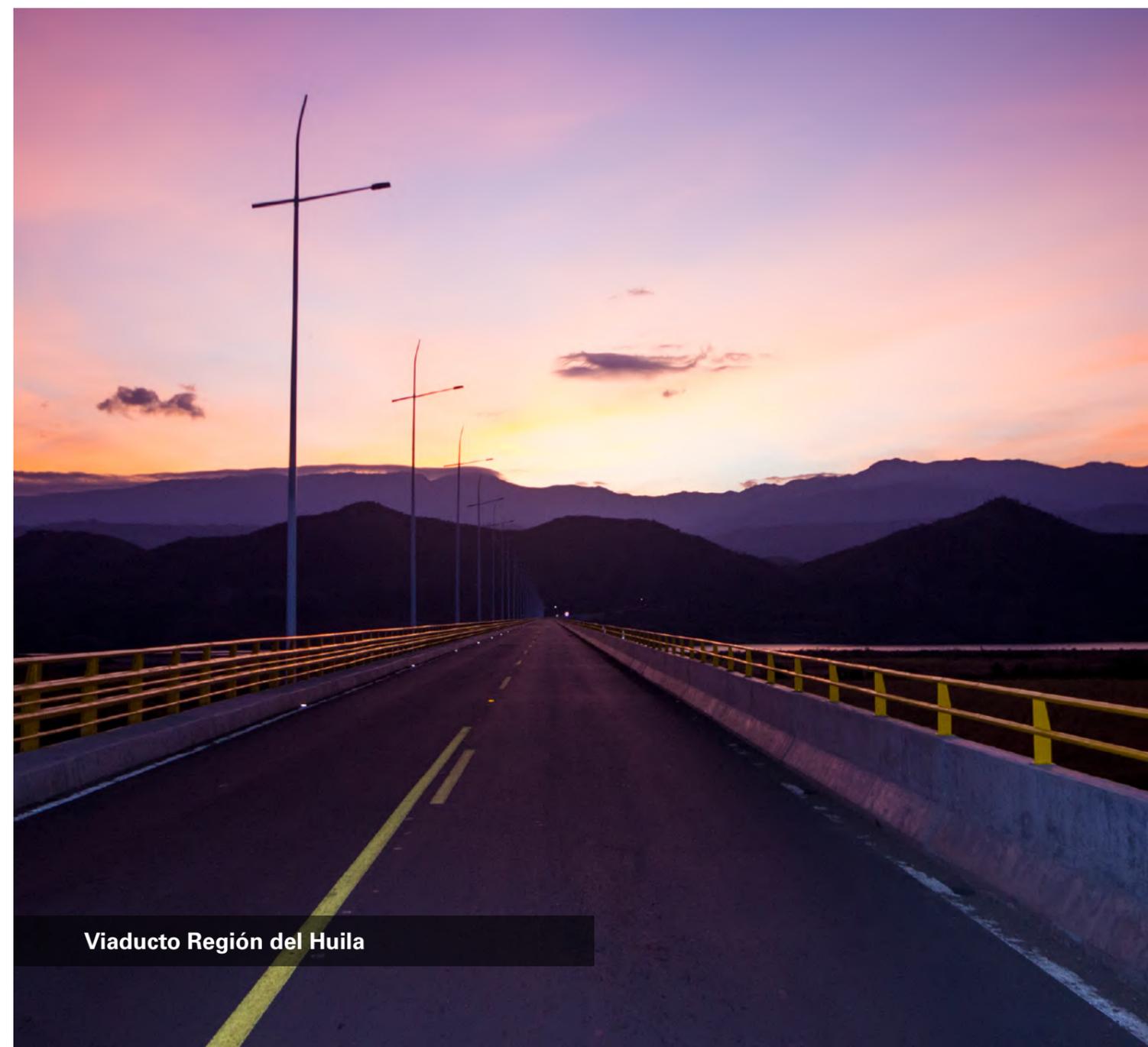
Al cierre del año 2018 se dio respuesta a más de 1.500 acciones de tutela por violación a derechos fundamentales, las cuales han sido falladas favorablemente para Emgesa en un 96%, al finalizar el 2018 había un 1% sin notificación.

Dentro de los procesos de expropiación que adelantó la Compañía para adquirir la titularidad de los predios requeridos para la construcción y operación de la Central Hidroeléctrica El Quimbo, se han presentado dictámenes periciales cuyas conclusiones económicas con las que se pretenden se fije la indemnización final han resultado desproporcionadas e irreales. Durante

el año 2018 se concretaron diferentes situaciones cuya irregularidad quebrantó los derechos de defensa y debido proceso de la Compañía, sin embargo, a través de nuevos fallos proferidos por la Corte Suprema de Justicia se han logrado reestablecer en uso de la acción constitucional de tutela.

Gestión predial

- Central Guavio: se adelantaron 26 actividades de normalización de inmuebles de la Compañía como la corrección de títulos ante las entidades administrativas, escrituración y desenglobes. Se realizó visita de caracterización social a 55 ocupaciones en la zona de Mámbita.
- Central El Quimbo: se realizó la escrituración de 30 predios a favor la Compañía, de los cuales 10 fueron escriturados dentro del programa de escrituración de reasentamientos colectivos y el resto por negociación directa. Como resultado del Proyecto de Ordenamiento y Saneamiento de Predios, se logró el saneamiento de título de seis predios que hacen parte del reasentamiento colectivo “La Galda”; se realizaron 42 desenglobes por afectación, tendientes a la correcta liquidación del impuesto predial y compensaciones; se radicaron 193 solicitudes de actualización catastral y de registro. Adicionalmente, se logró cerrar la escrituración a nombre del INVÍAS de dos inmuebles que hacen parte del “puente Paso El Colegio”.



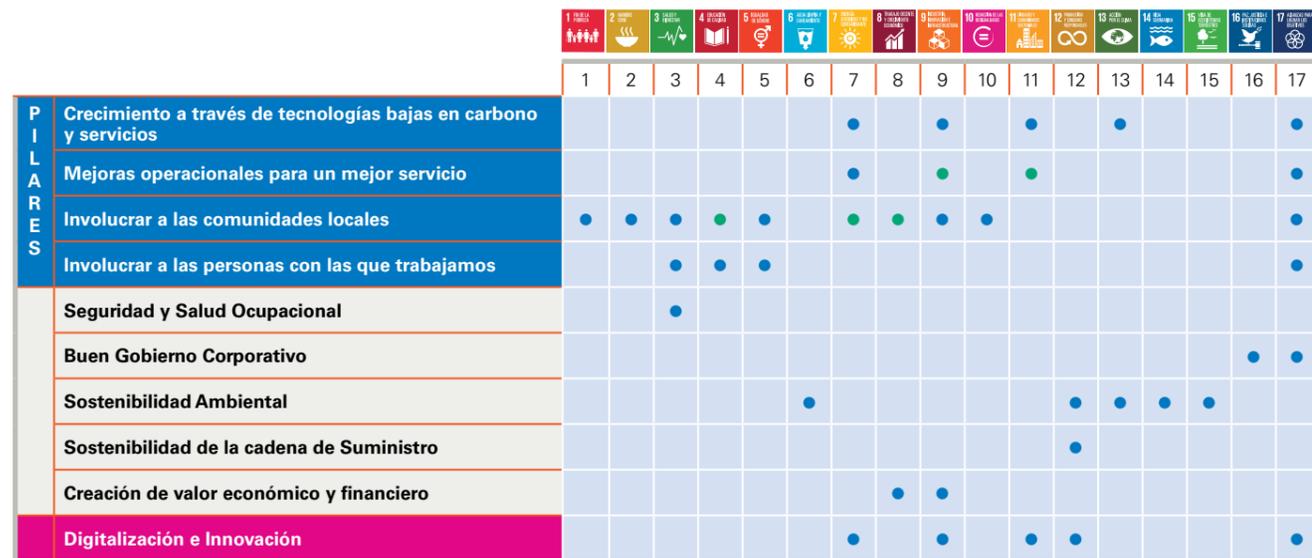
Viaducto Región del Huila

GESTIÓN DE SOSTENIBILIDAD

Para las empresas de Enel Colombia, la integración de la sostenibilidad en la estrategia corporativa y en las decisiones del negocio, guía el cambio a una nueva era de la energía, en la que el mundo está conectado y tiene la oportunidad de participar y hacer frente a los grandes desafíos. Es por esto que, la sostenibilidad ambiental, social y económica está en el centro de la cultura empresarial, que permanentemente genera y promueve la creación de valor dentro y fuera de la Compañía.

El Grupo Enel se ha comprometido públicamente en apoyar los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

Gráfica 1. Compromiso del Grupo Enel con los ODS



● Compromiso público o en curso con las Naciones unidas.

En 2015 la Compañía declaró su compromiso con especial atención en cuatro objetivos: acceso a la electricidad (ODS 7), cambio climático (ODS 13), desarrollo socioeconómico (ODS 8) y educación (ODS 4); y ofreció nuevos productos y servicios energéticos para fomentar el desarrollo social y económico de las comunidades. En 2018 el Grupo se comprometió con metas específicas en dos ODS adicionales: industria, innovación e infraestructura (ODS 9); y ciudades y comunidades sostenibles (ODS 11); con el objetivo de crear valor compartido a mediano y largo plazo para todos sus grupos de interés.

En este sentido, en 2018 el Grupo trazó unas nuevas metas a nivel global de carácter cuantitativo para los ODS con los cuales se comprometió, estas metas se presentan a continuación.

Gráfica 2. Metas del Grupo Enel con los ODS



El Grupo Enel en 2018 actualizó el marco de lineamientos para el Plan de sostenibilidad 2019 – 2021, con base en las tendencias a futuro, la gestión social, ambiental, económica y de Gobierno Corporativo, así como los asuntos más importantes obtenidos de los análisis de materialidad de sus compañías en el mundo y los desafíos para el sector energético y la sostenibilidad de la Organización. Este nuevo modelo integrado captura las principales oportunidades para la transición energética incluyendo los siguientes temas:

- Descarbonización - crecimiento de la capacidad renovable: promover las energías renovables hacia una combinación rentable de energías.
- Urbanización - infraestructura urbana: transformar ciudades líderes a través de infraestructuras y plataformas.
- Digitalización - desarrollo y automatización de redes: fomentar las redes digitales como infraestructura clave en la transición energética.
- Electrificación – movilidad eléctrica: impulsar la electrificación de la movilidad para capturar el valor futuro.

Gráfica 3. Plan de sostenibilidad 2019-2021



Estrategia sostenible con nuestros grupos de interés

La gestión de sostenibilidad se enfocó en la implementación de estrategias de relacionamiento con los diversos actores localizados en las áreas de influencia, donde se identificaron oportunidades de creación de valor compartido.

Así mismo, luego de identificar las necesidades de las comunidades donde operamos y cruzándolas con los principios del Plan de sostenibilidad global del Grupo Enel, Emgesa enfocó sus iniciativas y proyectos de sostenibilidad en tres de los ODS que el Grupo Enel se ha comprometido a apoyar: i) Desarrollo económico y social de las comunidades, ii) Educación, iii) Acceso a la Electricidad. Los resultados más relevantes se presentarán a continuación.

Línea de desarrollo económico y social de las comunidades



Cadena productiva de café

En el año 2018 el enfoque de desarrollo del proyecto de Fortalecimiento de la cadena productiva de café se basó en cuatro líneas de acción:

- Fortalecimiento administrativo y comercial a las cuatro organizaciones de productores vinculadas al proyecto. (Asocafega de Gachalá, Asofincas de Gachetá, Ascamecol de El Colegio y Asopalmares de Viota).
- Empoderamiento de las mujeres productoras a través de la metodología de igualdad entre hombres y mujeres.



Programa Cadena Productiva de Café

- c. Mejora de infraestructura para la homogenización y el incremento de la calidad del café pergamino seco, a través de la construcción y dotación de tres mini centrales comunitarias de café ubicadas en los municipios de Gachalá, Gachetá y El Colegio.
- d. Repotenciación de los circuitos de energía de media tensión colindantes a las mini centrales de beneficio de café comunitarias, lo cual permite garantizar suministro de energía para la central y mejorar la calidad del servicio del sector.

A este proceso se vincularon 96 familias caficultoras de los cuatro municipios mencionados anteriormente.

El desarrollo de este proyecto permite fortalecer la competitividad del sector rural en las regiones e incentiva la asociatividad de más productores pertenecientes al área de influencia.

Cadena Productiva de Cacao

Se realizaron procesos de fortalecimiento de actividades de poscosecha de cacao que beneficiaron 52 productores, los cuales cuentan con un cultivo en predio propio, comercializan directamente el cacao a través de su asociación de productores, y fabrican algunos productos artesanales a base de cacao para comercialización local. Durante el año 2018 los productores establecieron sistemas parabólicos de secado y marquesinas para mejorar la calidad del producto final.

Juntos por las Juntas

71 juntas de acción comunal de los municipios de Ubalá, Gachalá, Gama, Soacha, Sibaté, San Antonio de Tequendama, El Colegio y Distrito Turístico de Cartagena, participaron del proceso de fortalecimiento comunitario en formación política y pedagógica, biodiversidad, emprendimiento y formulación, evaluación y

gerencia de proyectos. En 2018 se incluyeron nuevas temáticas y metodologías de formación, tales como turismo comunitario y tecnologías de la información.

Red Prodepaz

La Compañía continuó apoyando el desarrollo integral del país, generando acciones de fortalecimiento y construcción de paz territorial, mediante la alianza con la Red Prodepaz. Como entidad de apoyo, Emgesa aportó al proceso de incidencia pública en los territorios donde se ejecutan los Programas de Desarrollo para la Paz. En 2018, apoyó la estrategia de seguimiento, monitoreo y evaluación de la Red, generó un espacio de presentación y estructuración de propuestas comunitarias de la Red de Pobladores e impulsó la creación de un Programa de Desarrollo para la Paz en el departamento de La Guajira.

Banco de becas para madres adolescentes

La Compañía contribuyó a la calidad de vida de madres adolescentes y sus hijos, a través del programa Banco de Becas para Madres Adolescentes en el Distrito de Cartagena. Mediante este programa, un grupo de jóvenes puede realizar sus estudios técnicos. Cuentan además con acompañamiento integral, mediante el seguimiento a las condiciones sicosociales y de la salud, para garantizar la terminación de sus estudios y el ingreso al mundo del trabajo, brindándoles nuevas oportunidades de vida para ellas y sus hijos.

En 2018, cinco jóvenes iniciaron su ciclo de intervención integral y estudios técnicos en servicios hoteleros y 365 jóvenes más realizaron talleres de generación de ingresos y cursos cortos para fortalecer sus habilidades para acceder al mundo del trabajo.

Línea apoyo a la educación



Buena energía para tu escuela

El programa Buena energía para tu escuela aporta a la calidad de la educación a través de la reducción del riesgo eléctrico y el mejoramiento de la infraestructura de instituciones educativas públicas.

En 2018 se beneficiaron 3.835 niños y jóvenes en nueve sedes educativas de los departamentos de Cundinamarca y Bolívar:

- Institución Educativa La Esmeralda –Tocancipá
- Institución Educativa Chacua - Sibaté
- Institución Educativa Gustavo Uribe Ramírez de la Vereda Sabaneta - Granada
- Centro de Desarrollo Infantil San Antonio y Hogar Comunitario Santandercito – San Antonio del Tequendama
- Institución Educativa María Auxiliadora Sede I y Sede II – El Colegio
- Institución Educativa Rural Departamental Kennedy – Ubalá
- Institución Educativa San Francisco de Asís - Cartagena

Aporte a la construcción de la Institución Educativa Departamental El Tequendama

Gracias al aporte económico realizado por la Compañía, el municipio de El Colegio logró reunir los requisitos y aportes necesarios para la construcción del megacolegio de El Tequendama, según lo contemplado en el Plan Nacional de Infraestructura del Ministerio de Educación Nacional, que define que los municipios que logren aportar un porcentaje de los recursos para las obras serán beneficiados con el aporte económico del Estado. La Compañía se vinculó al proyecto con \$350 millones, y el Municipio de El Colegio con \$150 millones, para acceder al aporte estatal y completar los \$6.600 millones que costará la construcción. Esta mega obra garantizará educación de calidad a más de 1.200 estudiantes del municipio de áreas rurales y urbanas.

La obra, que al finalizar el 2018 presentó un avance del 95%, contará con un área construida de 2.853 m², 16 aulas, 2 aulas polivalentes, 1 sala de tecnología, 2 laboratorios integrados, 1 aula múltiple comedor y 2 zonas recreativas.



Entrega Obras Buena Energía para tu Escuela



Encuentro Semilleros de Energía

Donación del predio Brasilia al Municipio de El Colegio

Con el objetivo de apoyar el acceso de las comunidades a una vivienda digna, la Compañía realizó la donación del predio Brasilia, ubicado en zona de expansión urbana de la Vereda Francia del municipio de El Colegio a la Alcaldía Municipal para la construcción de mil unidades de vivienda que beneficiarán a más de 1.500 habitantes. El predio cuenta con un área de 6,3 hectáreas y tiene un valor comercial de aproximadamente \$830 millones. Este proyecto será construido con aportes del municipio y el Ministerio de Vivienda y Desarrollo Sostenible.

Semilleros de energía

En 2018 se firmó una alianza entre la Fundación Enel Colombia y la Universidad Minuto de Dios para apoyar la formación superior de 21 jóvenes vulnerables de los municipios de Ubalá, Gachalá, Gama, Soacha, Sibaté, San Antonio del Tequendama y El Colegio, quienes iniciarán sus estudios en enero de 2019 en carreras profesionales como Contaduría Pública, Ingeniería de Sistemas, Comunicación Social, Trabajo Social, Psicología, Administración de Empresas e Ingeniería Agroecológica.

Los jóvenes beneficiarios contarán con la financiación del 70% del valor total de su carrera universitaria, además de un apoyo económico semestral y acompañamiento psicosocial en el desarrollo de sus estudios y prácticas profesionales.

Convenio Fundación Universitaria Salesiana

Se firmó un convenio con la Fundación Universitaria Salesiana para apoyarlos en la construcción de las bases de una nueva carrera profesional llamada Ingeniería Energética, con la cual buscan suplir las necesidades de formación de profesionales que desarrollen los procesos energéticos desde su concepción, planificación, diseño, implementación y gestión, haciendo énfasis en fuentes renovables de generación de energía, con criterios de sostenibilidad ambiental y social.

Esta universidad recibió la personería jurídica en abril de 2018 y es una obra de la Comunidad Salesiana que opera 42 universidades en el mundo dirigidas especialmente a jóvenes de clases populares.

Educando con la danza

Desde 2012 la Fundación Enel Colombia apoya el programa Educando con la danza, dirigido por la Corporación Colegio del Cuerpo en Cartagena, que tiene como objetivo la formación en danza contemporánea para promover los valores y buen uso de su tiempo libre, mitigando de riesgos sicosociales en esta población vulnerable.

En 2018, 30 niños, niñas y jóvenes de los barrios Arroz Barato, Puerta de Hierro, Albornoz y Policarpa, realizaron un proceso de formación integral y participaron de muestras e intercambios artísticos dentro y fuera del país.

Línea de acceso a la electricidad



Iluminación de espacios comunitarios

En alianza con la Fundación Un Litro de Luz Colombia, se recuperaron espacios comunitarios a través de la instalación de luminarias con tecnología solar, tales como paraderos, canchas, parques y senderos veredales de los municipios de San Antonio del Tequendama, El Colegio, y Ubalá (Mambita) que no contaban con alumbrado. En el desarrollo de esta iniciativa se contó con la participación activa de las comunidades en cabeza de las Juntas de Acción Comunal, quienes identificaron los puntos a intervenir y participaron en el ensamble, instalación y capacitación como Embajadores de Luz para el mantenimiento de esta infraestructura, lo que contribuye a su apropiación y conservación.

En el 2018 se instalaron 66 soluciones de iluminación fotovoltaicas, además de tres paraderos para el beneficio y disfrute de las comunidades.

Central Hidroeléctrica El Quimbo

En el desarrollo de las actividades de fortalecimiento social y económico que adelanta Emgesa con las comunidades reasentadas colectiva e individualmente del área de influencia directa (AID) de la Central Hidroeléctrica El Quimbo, se consolidaron 89 proyectos productivos, los cuales han dejado a las familias ingresos superiores a los \$2.179 millones, mejorando la calidad de vida de las comunidades. 72 familias beneficiarias restablecieron su nivel de ingresos en términos de Indicador de Estado (IE), superior o igual a 2 salarios mínimos mensuales legales vigentes (SMMLV).

Frente a las respuestas de peticiones, quejas y reclamos, se logró responder 1.126 comunicaciones, equivalentes al 98% del total de entradas acumuladas. Se obtuvo un 79% de respuesta satisfactoria en la encuesta de satisfacción diligenciada a las personas que visitan las oficina de Garzón y Gigante.

Se garantizó la comunicación participativa con 35 piezas de divulgación de la ejecución del Plan de Manejo Ambiental, 14 reuniones de divulgación en los seis municipios del AID, 11 acciones para el fortalecimiento del manual de convivencia de las comunidades reasentadas, 49 talleres o jornadas con comunidades reasentadas y receptoras en tema de convivencia ciudadana y 9 sobre uso del suelo, y 20 recorridos a zona de obras y de restauración con líderes de las comunidades que conforman el AID.

Actualmente los distritos de riego de los reasentamientos colectivos de Nuevo Veracruz (Montea), Nuevo Balseadero (Santiago & Palacio) y San José de Belén (La Galda), se encuentran operando y han permitido la reactivación económica de 56 familias beneficiarias. Está en construcción el Distrito de Riego de Llanos de La Virgen para la comunidad del reasentamiento de la Nueva Escalereta, el cual se tiene proyectado para terminar en el primer semestre de 2019.

Con el fin de crear valor compartido, Emgesa y la comunidad receptora del reasentamiento colectivo San José de Belén de las veredas La Galga y Yaguilga, de El Agrado Huila, articularon acciones para atender la demanda hídrica en época de verano, con la suscripción de un convenio de cooperación en el que la Compañía aporta la suma de \$500 millones y la comunidad \$58 millones para la construcción de 21 pozos someros, con los cuales se suplirá la necesidad manifiesta.



Embajador Proyecto Un Litro de Luz



Programa E-Bike to Work

De igual manera, Emgesa avanzó en el proceso para la suscripción de un convenio de cooperación con la compañía Casa Luker, el cual está en línea con el programa de fomento al cultivo de cacao, para la implementación de un proyecto productivo empresarial de cacao incluyente y sostenible, a desarrollarse en los seis municipios del AID de la Central El Quimbo inicialmente, y a ejecutarse en tres fases; la fase I parte del año 1 al 7 y proyecta establecer la siembra de las 700 has, generar 210 empleos y obtener una producción de 700 toneladas de cacao por año; la fase II, del año 4 al 20, consiste en ampliar en número de hectáreas, aumentar el empleo a 410 ocupaciones y la producción a 1.400 toneladas por año, así mismo, expandir el programa a otros municipios del Huila, y la fase III, del año 20 al 30, consolidar la fase II y propender por expandir el programa a otros departamentos.

Adicional a los compromisos de la Licencia Ambiental, Emgesa continuó con el proceso de facilitación de empresas Instituto Sirolli, una metodología exitosa en todo el mundo por medio de la cual se ayuda a personas a identificar sus verdaderas pasiones y crear su empresa.

El objetivo principal de Emgesa con esta estrategia es generar crecimiento económico en la zona del AID de El Quimbo, en búsqueda de desarrollo en el territorio y generación de empleo para propios y foráneos, para lo cual en el año 2018 se logró impulsar un total de 120 emprendimientos.

La estrategia ha permitido asesorar a más de 444 emprendedores, generando más de 65 empleos directos y 500 indirectos en los municipios. De las empresas constituidas a través de esta estrategia, 32 han alcanzado su sostenibilidad económica logrando un crecimiento en ventas superior al 250%.

Otras iniciativas de sostenibilidad

Voluntariado

Este programa aporta a la labor social de fundaciones e instituciones educativas, a través del trabajo voluntario en tiempo laboral de los trabajadores de las Compañías. Se desarrolla en el marco de tres líneas de acción: 1. Mi tiempo: acompañamiento a fundaciones a través de actividades lúdicas con niños, jóvenes, adultos mayores y personas con discapacidad; 2. Mi conocimiento: apoyo a fundaciones mediante talleres de formación en competencias ciudadanas para niños y jóvenes; así como tutorías especializadas; 3. Mis manos: actividades de mejoramiento de entornos en instituciones educativas.

Durante el 2018, las actividades realizadas en las diferentes líneas, vincularon 363 funcionarios de las Compañías, beneficiando a 840 niños, jóvenes, adultos mayores y personas con discapacidades de 16 fundaciones y 5 instituciones educativas de Bogotá y Cundinamarca.

Movilidad sostenible

El plan de movilidad sostenible de las Compañías promueve el uso de medios de transporte como el carro o taxi compartido, la bicicleta y la caminata, con el fin de mejorar la movilidad en la ciudad, reducir el tráfico y la congestión vehicular, contribuir al cuidado del medioambiente y aportar al bienestar y calidad de vida de todas las personas. En esta iniciativa durante el 2018 se vincularon 279 funcionarios de las Compañías, quienes recorrieron 46.043 kilómetros en bicicleta, 4922 km caminando y que movilizaron 662 personas en viajes compartidos.

Programa E Bike to Work

Para este programa de préstamo de bicicletas eléctricas a los empleados se renovó la flota de bicicletas eléctricas ubicadas en las principales sedes administrativas. Se cambiaron por unas más livianas, se implementó un ciclo de parqueadero automatizado con candados eléctricos, y el proceso de reserva y devolución fue digitalizado para que los usuarios puedan acceder desde cualquier dispositivo, conocer el historial de utilización y tener un sistema de seguimiento georreferenciado de seguridad.

Sostenibilidad en la cadena de suministro

Con el fin de promover la sostenibilidad y el enfoque de Creación de Valor Compartido de Enel en su cadena de suministro, la Compañía ha desarrollado un criterio de sostenibilidad para evaluar las licitaciones de compra de productos y servicios, denominado *K Sostenibilidad*.

Dicho criterio es valorado en los proponentes de licitaciones y permite identificar los candidatos a proveedores con mayor desarrollo y compromiso en los temas de sostenibilidad dentro su Organización, según los siguientes criterios: 1) Política empresarial, 2) Desarrollo e inclusión para los empleados, y 3) Gestión de comunidades.

Este indicador fue aplicado en 2018 a procesos de convocatoria, definidos por gerencias como Infraestructura y Redes, como un piloto que busca robustecer el proceso de cadena de suministro sostenible, apelando al compromiso con los proveedores y a la implementación de un sistema efectivo de creación de valor compartido.

Bosques de Paz Mocoa

En respuesta a la tragedia natural ocurrida en abril de 2017, que afectó 17 barrios y 4.506 familias, la Compañía activó un voluntariado en el cual, por cada peso donado por los empleados, la Empresa aportaba el doble, con el fin de apoyar la reconstrucción de una barrera ambiental de 1,5 hectáreas que logró salvaguardar la vida de los habitantes de los barrios Condominio Norte y El Carmen durante la avalancha.

Este aporte realizado en el marco de un Acuerdo de Voluntades con la Fundación Solidaridad por Colombia, ha permitido beneficiar directamente a 187 familias, de los cuales algunos se han capacitado y constituido como Guardianes del Medio Ambiente, permitiendo una reconstrucción social y ambiental de sus propios territorios.

Gracias al impacto positivo que ha generado el desarrollo de esta iniciativa, se logró incluir las siguientes fases del proyecto en el Plan de Reconstrucción de Mocoa del Gobierno Nacional, mediante documento CONPES 3904 del 31 de Octubre de 2017.

Informe de sostenibilidad 2017

Se publicó el Informe de sostenibilidad número 14 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 del *Global Reporting Initiative* (GRI) – Nuevos Estándares, y el suplemento sectorial específico para el sector eléctrico. El documento fue verificado por la firma auditora Ernst & Young Audit SAS, y 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)

El bosque 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, y contribuye con la recuperación y conectividad de los ecosistemas ubicados en las cuencas media y baja del río Bogotá. Desde el 2012 se han sembrado cerca de 35.000 árboles en compensación a las actividades de las Compañías.

RELACIONAMIENTO Y COMUNICACIÓN

Relacionamiento institucional

A través del fortalecimiento de la relación con sus grupos de interés, la División de Relaciones Institucionales continuó su gestión dinamizadora por medio del apoyo a todos los procesos, proyectos e iniciativas del Grupo Enel, apalancando, por medio de su estrategia, acciones que se encaminaron hacia el mantenimiento de la reputación y el posicionamiento de la Compañía, en el marco de la transparencia y de la no tolerancia frente a la corrupción.

Durante el año 2018 se reforzaron los focos de interés centrados en el aporte para la construcción de políticas públicas y normas sectoriales, de manera concertada con los diferentes actores involucrados, a través de la inclusión y alineación de las expectativas, los intereses y las necesidades los grupos de interés dentro de la agenda institucional de la Compañía. Así mismo, se avanzó en el fortalecimiento al interior de Emgesa de la definición de la posición corporativa por medio de una estrategia articulada y sistematizada.

Así, el relacionamiento institucional se encaminó a la gestión adecuada y eficaz de los asuntos estratégicos producto de la interacción con los grupos de interés institucionales destacando los siguientes hitos durante el periodo:

- Gestión de caracterización, planeación y desarrollo de la estrategia de relacionamiento con el nuevo Gobierno Nacional, a fin de posicionar a Emgesa frente a las instituciones de orden nacional, territorial y local.
- Exploración y seguimiento de 40 iniciativas legislativas de alto impacto para la Compañía, mediante la redefinición de los criterios de evaluación y con el apoyo de los gremios ANDI, ACOGEN¹ y ANDESCO.
- Fortalecimiento de la relación con la Gobernación del Huila por medio de interacciones institucionales propias y de actividades programadas por el Gobierno Nacional.
- Acompañamiento y articulación de las interacciones con grupos de interés institucionales en materia de incorporación de fuentes renovables no convencionales a la matriz energética.
- Gestión de la agenda institucional para el manejo de situaciones de coyuntura en las áreas de influencia de la operación de la Compañía.



Relacionamiento medios Evolución de Marca

Se busca dar continuidad a la gestión de relaciones estratégicas por medio de un proceso de mejoramiento continuo de diseño, implementación y seguimiento de planes de relacionamiento que respalden de manera transversal la gestión de todas las áreas de la Compañía.

Programa para la protección de datos personales

Con el fin de garantizar el cumplimiento normativo sobre la Protección de Datos Personales (Ley 1581 del 2012), se realizó la actualización de las políticas y normas de protección de datos personales de la Empresa.

Adicionalmente, como parte del programa de protección de datos personales, se realizaron sensibilizaciones en los procesos operativos con mayor flujo y uso de esta información y se implementó un modelo de acompañamiento para la verificación de impactos por el manejo de datos personales en nuevos proyectos.

Relaciones Industriales

OIT

La Organización Internacional del Trabajo (OIT), máximo órgano de regulación a nivel mundial en temas laborales, cada año realiza su conferencia conformada por representantes de los empleadores, Gobierno y organizaciones sindicales de más de 150 países que hacen parte de la Organización de las Naciones Unidas (ONU), la cual fue llevada a cabo en Ginebra – Suiza y este año, las empresas del Grupo Enel en Colombia fueron invitadas como representantes del sector empleador de este país.

Durante el encuentro, se llevaron a cabo tres comisiones en las se discutieron los temas más relevantes de la agenda laboral mundial para el 2018.

Desde hace dos años, la Compañía trabaja en consolidarse como un grupo empresarial que propone políticas públicas en materia laboral, que comparte y promueve sus mejores prácticas laborales y que trabaja los aspectos jurídicos laborales de la mano con los gremios, particularmente con la Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI).

De la misma manera, la Compañía participó como representante del gremio empleador por Colombia en la Conferencia Regional de las Américas de la OIT, que se reúne cada cuatro años y que esta vez tuvo como sede Ciudad de Panamá.

CESLA

La Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI), realizó el lanzamiento oficial en el año 2018 del nuevo Centro de Estudios Sociales y Laborales (CESLA), el cual fue fundado con el apoyo de 20 empresas patrocinadoras del proyecto afiliadas a la Asociación, entre las que se encuentran Codensa y Emgesa como líderes y precursores de esta iniciativa.

Para el año 2018 se analizaron varias líneas de investigación entre las que se encuentran “Tercerización e Intermediación Laboral”, “Negociación Colectiva y Huelga”, “Salud y Estabilidad en el Empleo”, en el que se lograron resultados interesantes de cara a la actividad propia del Grupo Enel en Colombia, las cuales facilitan la alineación más ágil con las nuevas dinámicas que atraviesa el país en procesos administrativos y judiciales para temas laborales.

Gestión de comunicación

Relación con medios

Durante 2018 el trabajo con los medios de comunicación estuvo enfocado en fortalecer la reputación como empresa ambientalmente responsable, innovadora y sostenible en su operación. Por medio del trabajo con periodistas nacionales y regionales, con actividades como visitas guiadas y divulgación de contenido, se posicionó a la Compañía como una empresa seria, que cumple sus compromisos y que es un aliado estratégico para sus áreas de influencia.

Una parte importante de la gestión estuvo enfocada en la divulgación en medios, de las iniciativas sostenibles de la Compañía como la certificación de la Estación Experimental Surcolombiana de Recursos Hidrobiológicos (ESRH), por parte del Instituto Colombiano Agropecuario (ICA), que la destacó como la primera y única estación piscícola de Colombia en cumplir con todas las normas sanitarias y los más altos estándares de salubridad para realizar repoblamiento de peces.

Así mismo, se realizó el I Seminario Internacional para el Manejo Ecológico de Represas, en el cual El Quimbo fue referente científico en investigación sobre repoblamiento y traslado de peces nativos del río Magdalena. Por otra parte, también se desarrolló un evento con periodistas, Parques Naturales Nacionales, la ANLA, el Ministerio de Ambiente, entre otros, en el que se entregaron los principales resultados del plan piloto de restauración ecológica en Bosque Seco Tropical desarrollado en el marco de la construcción de la Central El Quimbo en Huila.

Del mismo modo, fueron divulgados otros temas de gran relevancia. A través del *storytelling* (historias de vida) se presentaron algunos temas de la Compañía ante los medios de comunicación, como el mantenimiento técnico realizado en la Central Hidroeléctrica Guavio, considerada la planta de generación más grande de Colombia. Con las publicaciones logradas sobre este tema, se aportó al posicionamiento de Emgesa como una empresa líder en innovación, sostenible y responsable con las áreas de influencia en las que opera.

Durante el año se gestionaron otros temas con medios de comunicación, como la construcción de la vía perimetral de El Quimbo que conectará a los municipios de Paicol y El Agrado, el proyecto para formar líderes en gestión pública para el desarrollo, el programa para fomentar el emprendimiento y la creación de empresa en Huila, y las obras de mantenimiento que se ejecutaron en la presa de la Central Hidroeléctrica El Quimbo.

¹ Gremio del que se retiró la compañía en octubre de 2018



Cabe destacar que uno de los hitos que marcó el año fue la evolución de marca de Emgesa a Enel-Emgesa. Para la socialización de esta noticia, se realizó una rueda de prensa a la que asistieron 18 de los principales medios de comunicación de alcance nacional y local. La estrategia comunicacional ejecutada para este tema, generó un retorno de inversión de más de \$600 millones.

Digital

Durante 2018, en las redes sociales de la Compañía se continuó con la estrategia de comunicación enfocada a divulgar los principales proyectos e iniciativas que se desarrollan, con el propósito de aportar al progreso de las comunidades y contribuir a la sostenibilidad medioambiental de las áreas de influencia donde se opera. Los principales resultados de esta estrategia durante el año fueron:

- Se generaron más de 1.000 publicaciones en Facebook, Twitter y LinkedIn.
- Las publicaciones fueron vistas más de 4 millones de veces.
- Se logró que los usuarios interactuaran con los contenidos publicados en los diferentes canales, realizando 108.104 “me gusta” y comentarios, y compartiendo las publicaciones en más de 6.000 oportunidades.
- Crecimiento de 16% de la comunidad en Facebook frente a 2017, cerrando el año con 9.895 fans.

- Crecimiento de la comunidad en Twitter de 10% con 1.659 seguidores.
- Incremento de la comunidad en LinkedIn de 45% con respecto al año anterior. LinkedIn sigue siendo la red social de Emgesa con el mayor número de seguidores y que mayor crecimiento tuvo en el año, con 30.495 profesionales.
- La Compañía comenzó a tener presencia en canales como Instagram a través de la cuenta @EnelColombia.

Por otro lado, las coberturas de los eventos en tiempo real a través de la red social de Twitter @EmgesaEnergía se fortalecieron, con el propósito de poder entregarle a los usuarios contenido oportuno y de valor. Entre las coberturas de eventos realizadas durante el año se destacan:

- Simposio ‘La Restauración Ecológica, una pieza fundamental para la sostenibilidad ambiental de Colombia’.
- Ranking Par 2018 ‘Equidad de Género en las organizaciones’.
- Foro Cuarta Revolución Industrial: ¿Qué tan lejos estamos del futuro?
- La XIX Conferencia Internacional Walk21 Bogotá, con la participación de Lucio Rubio, Director General de Enel Colombia, que conversó sobre las ciudades inteligentes y sostenibles, y la generación de energía a través de fuentes de generación no convencionales.



En el segundo semestre de 2018, como parte de la estrategia de transformación digital, tuvo lugar la salida de la nueva página web corporativa www.enel.com.co, un canal de comunicación que ofrece un mayor dinamismo y una mejor experiencia.

Con este nuevo portal, se logró incorporar la página web del Proyecto Hidroeléctrico de El Quimbo, centralizar el contenido corporativo de las compañías del Grupo Enel en Colombia, y exponer las iniciativas y proyectos que se realizan para aportar al crecimiento, seguir innovando y contribuir con el progreso del país.

Gestión de identidad de marca

En septiembre, la marca Emgesa evolucionó a Enel-Emgesa como parte del direccionamiento estratégico del Grupo Enel, que busca consolidar su impacto en términos de innovación y aporte al progreso del país. Para esto, la Compañía se apalancó en la experiencia, la tecnología y las buenas prácticas del Grupo, líder global en el mercado de energía, con presencia en 35 países del mundo.

Para esta evolución de marca se desarrollaron tres eventos de relevancia para distintos actores de interés: evento de lanzamiento para 260 líderes de la Compañía; rueda de prensa para medios de comunicación y un evento de lanzamiento para clientes B2B, Gobierno local y socios estratégicos, con más de 200 asistentes.

Por otra parte, con el objetivo de continuar posicionando a la Compañía como el mejor referente en generación y comercialización de energía, a lo largo del año se promovió la participación en los escenarios más relevantes del sector para compartir experiencias, buenas prácticas y logros de proyectos que exponen su liderazgo en temas de innovación, movilidad eléctrica y sostenibilidad. Las acciones de comunicación durante este año, estuvieron orientadas a reflejar una compañía más humana, abierta a las personas y al mantenimiento de las plantas en pro de la calidad y la eficiencia en la generación de energía.

La Compañía tuvo presencia con más de 40 patrocinios y presentaciones en actos de proyección pública del sector, entre los cuales se destacan:

Patrocinios:

- World Business Forum Bogotá
- XX Congreso ANDESCO Servicios Públicos, TIC y TV
- 24avo Congreso MEM
- XXI Congreso NATURGAS
- XI Encuentro anual de sector energético colombiano ACOLGEN

Actos públicos:

- WEPS ONU mujeres
- XV Jornada de Distribución de Energía Eléctrica
- 7ma edición Colombia Genera - ANDI
- 1er Foro DER: Distributed Energy Resources: “Transformación hacia la utility del futuro”
- XXXV Encuentro anual de sector energético colombiano ENERCOL

Así mismo, se desarrollaron cerca de 35 eventos adicionales que generaron valor a la Compañía y permitieron mantener a los actores de interés informados, alineados e inspirados con las estrategias, planes, proyectos y desafíos.



Evento Lanzamiento de Marca



WHAT'S YOUR POWER?

Publicidad

Desde publicidad se desarrollaron acciones de comunicación, relacionadas con la evolución de marca de Emgesa a Enel-Emgesa, bajo la plataforma global de What's Your Power?, con su traducción al español ¿Cuál es tu energía?

La campaña contó con dos momentos de comunicación. En el primero se anunció la evolución de marca y la pertenencia del Grupo Enel, con presencia en 35 países del mundo. El segundo estuvo enfocado en la oferta de valor de la Compañía, en el que se resaltaron atributos como conocimiento, acompañamiento y experiencia.

Así mismo, se tuvo una comunicación dirigida hacia el público objetivo de la zona de influencia de operación de El Quimbo y Betania en el departamento de Huila. Esta comunicación incluyó avisos en prensa local y cápsulas en TV regional, con historias de proyectos exitosos que destacaron la energía de la gente de la región y que se gestaron dentro de los programas apoyados por la Empresa.

Las acciones de comunicación para Emgesa se concentraron en un plan de medios en prensa y revistas económicas de cubrimiento nacional, prensa regional, revistas especializada, TV local y regional, radio regional, digital y medios propios. El alcance de estas acciones fue de 35,6%, equivalente a 2.947.000 personas del target, que fueron impactadas con alguno de los anuncios publicitados.

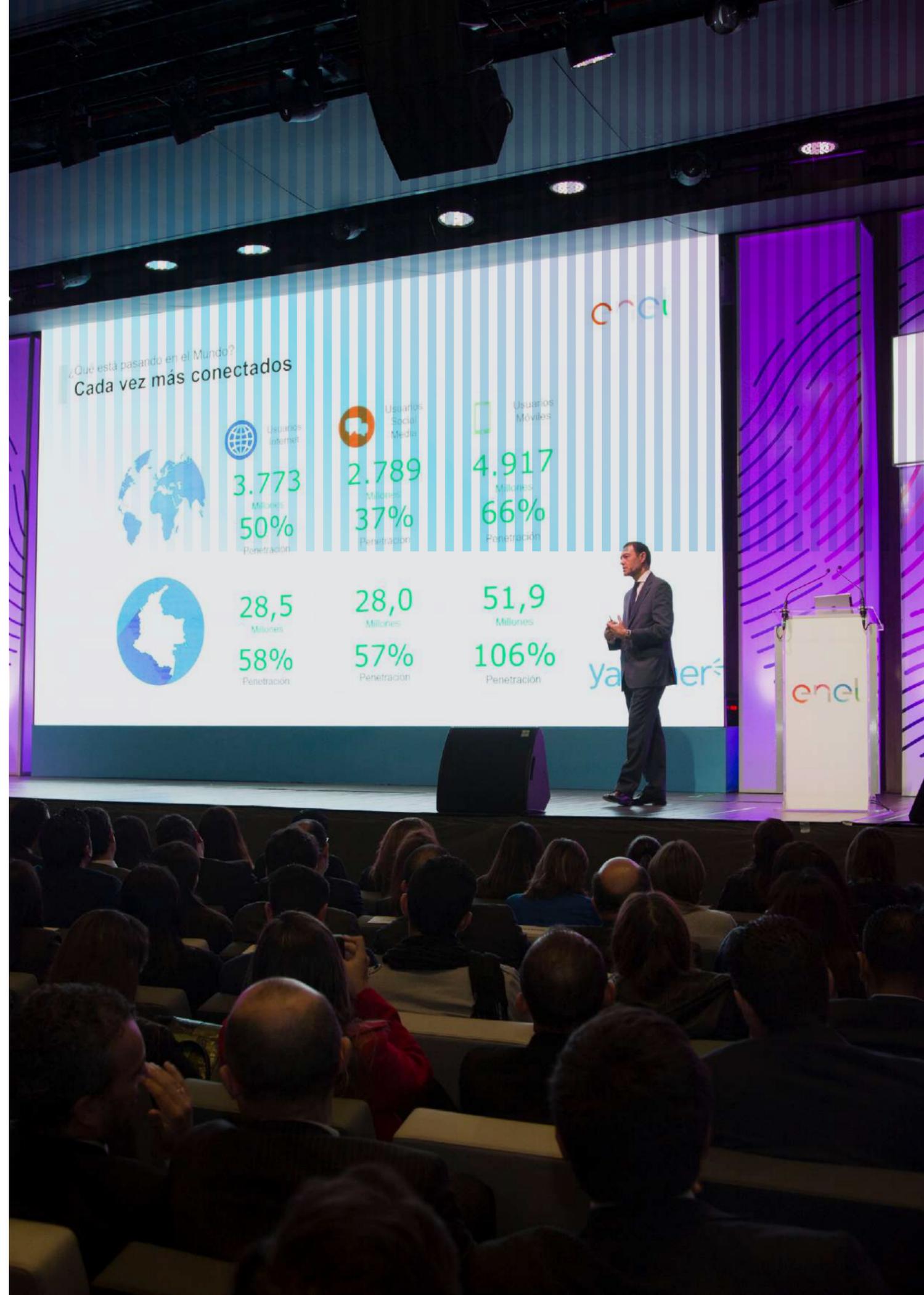
Comunicación interna

Los esfuerzos de comunicación interna en 2018 estuvieron orientados a generar una comunicación más experiencial, inmediata en la información y fomentar el *storytelling*, con el fin de fortalecer la apropiación de los valores *Open Power*.

Para que los empleados tuvieran de primera mano toda la información relacionada con la estrategia de la Compañía, logros alcanzados en el año anterior y los retos tanto de los negocios como del país, se realizó el proceso de cascade, un evento que reunió a más de 2 mil personas. Este año el evento estuvo enfocado en digitalización y en la transformación de la Compañía hacia un modelo más ágil, innovador y enfocado al cliente, alineado a los pilares estratégicos del Grupo.

A lo largo del año, a través de los ocho canales de comunicación interna, se dio a conocer al personal, las principales noticias de Emgesa y del Grupo Enel en el mundo, posicionando los proyectos estratégicos del negocio de generación y comercialización de energía. En total se emitieron 226 boletines electrónicos con un promedio de 900 noticias; se realizaron tres En Directos y, luego de dos años de lanzamiento, la intranet se consolidó como un canal de consulta, tanto de noticias de interés, como de información corporativa. Un hito relevante fue el lanzamiento de la Revista Conecta, un medio digital para las familias de los trabajadores.

Durante 2018 se desarrollaron campañas para fomentar la cultura de seguridad, cuidado del medioambiente y protección de la biodiversidad. Así mismo, se apoyó la divulgación del mantenimiento preventivo de la Central Guavio, después de 10 años. Por último, se trabajó en el proceso de evolución de la marca Enel-Emgesa, para que los empleados fueran embajadores de esta transformación.



04

UNA GESTIÓN INTERNA QUE APALANCA RESULTADOS



CALIDAD, INNOVACIÓN Y DIGITALIZACIÓN

Calidad y sistemas de gestión

- Actualización del Sistema de Gestión Integrado (SGI): se realizaron las adecuaciones necesarias para dar cumplimiento a las versiones 2015 de las normas ISO 9001 e ISO 14001 para las centrales de generación y áreas administrativas, el resultado general fue el otorgamiento de los certificados.
- Certificación del Sistema de Gestión de Eficiencia Energética – ISO 50001: se obtuvo la certificación para central Termozipa y se inició la implementación del sistema en la Central Cartagena. Se desarrollaron las actividades previstas finalizando con la realización de la auditoría interna.
- Certificación ISO 37001: se realizó la implementación y certificación del Sistema de Gestión Antisoborno para las centrales y áreas administrativas de Emgesa, lo que la certifica como una empresa que desarrolla una cultura de transparencia integridad y cumplimiento.
- Esquema de Aseguramiento de la Calidad (QA) y Control de Calidad (QC): se fortaleció la etapa de materialización de contratos asegurando que los contratistas cuenten con los recursos y metodologías necesarias para dar cumplimiento a lo establecido en las Especificaciones Técnicas en lo relacionado con las actividades de QA/QC. Se estructuraron las áreas de QA/QC para los proyectos como la extensión de la vida útil y mejoramiento ambiental de la central Termozipa.

Innovación

Esta palanca de valor del Grupo Enel busca, a través de un sistema de innovación abierta, integrar soluciones con actores internos y externos para generar proyectos sostenibles ya sean de nuevos negocios, de algún segmento del mercado o un proceso interno que genera valor tanto para el cliente como para la Organización.

Las compañías de Enel en Colombia cuentan con diferentes herramientas y actores que permiten un proceso de innovación descentralizado para la incubación de proyectos por cada línea de negocio, apalancados en la exploración y creación de valor con los servicios o herramientas suministrada por la Unidad de *Idea Hub* dedicada a promover y desarrollar la cultura de la innovación en las compañías del grupo Enel en Colombia.



A continuación se presenta el impacto de la innovación en la cultura, el número de proyectos cerrados e implementados en cada una de las líneas de negocio, la generación de valor a través de beneficios tributarios, ahorros o eficiencias, y el posicionamiento de la Compañía en el ecosistema de innovación del país.

Cultura de innovación

Idea Hub Colombia busca hacer que la innovación haga parte del día a día de los colaboradores, mediante actividades de cultura, formación, concursos y otros que cambien el sistema de creencias de las personas y creen una nueva forma de trabajar.

De esta manera, durante el 2018 se lograron los siguientes resultados:

Indicadores



Taller de valor compartido

Se realizó un taller de valor compartido en Cartagena, en el cual se exploraron nuevas iniciativas que permitieron generar valor para la comunidad y la Empresa. Allí se integró al personal interno con personas de empresas invitadas como: Eulen, Manpower, Petromil s.a.s., Sintra y Tambo *creative way*.

Patentes

Durante 2018 se gestionó y radicó la solicitud ante la Superintendencia de Industria y Comercio del Sistema de la patente de micro inyección y dosificación de oxígeno para aguas de descarga de una hidroeléctrica.

Reconocimientos

La Compañía fue finalista en los Premios Accenture 2018 con el proyecto Sistema de Oxigenación de la Central Hidroeléctrica El Quimbo.

Proyectos desarrollados en la línea de energías renovables

Tablero de permisos de trabajo

Desarrollo de Software que permite identificar de manera rápida y clara los permisos de trabajo abiertos en todas las unidades de generación y los equipos a través de una interfaz gráfica en pantallas interactivas. Lo anterior facilita una gestión eficaz de interferencias y la disminución de los riesgos de Seguridad y Salud Laboral.

Dispensador Automático de EPPs

Dispositivo autónomo de suministro de Elementos de Protección Personal en las centrales de generación, que funciona por medio de chips de identificación, permite el control de la cantidad de EPPs, el registro individualizado de entrega, así como la disponibilidad 24/7 de los mismos.

Ejecución Topo Batimetrías

Ejecución de batimetrías y levantamientos topográficos de los embalses utilizando embarcaciones y aeronaves diseñadas con dispositivos láser que permiten tener una mayor cobertura de las zonas a levantar, mayor precisión y realizar los modelos que se requieran para una mejor interpretación.

Levantamiento en 3d de túneles y presas

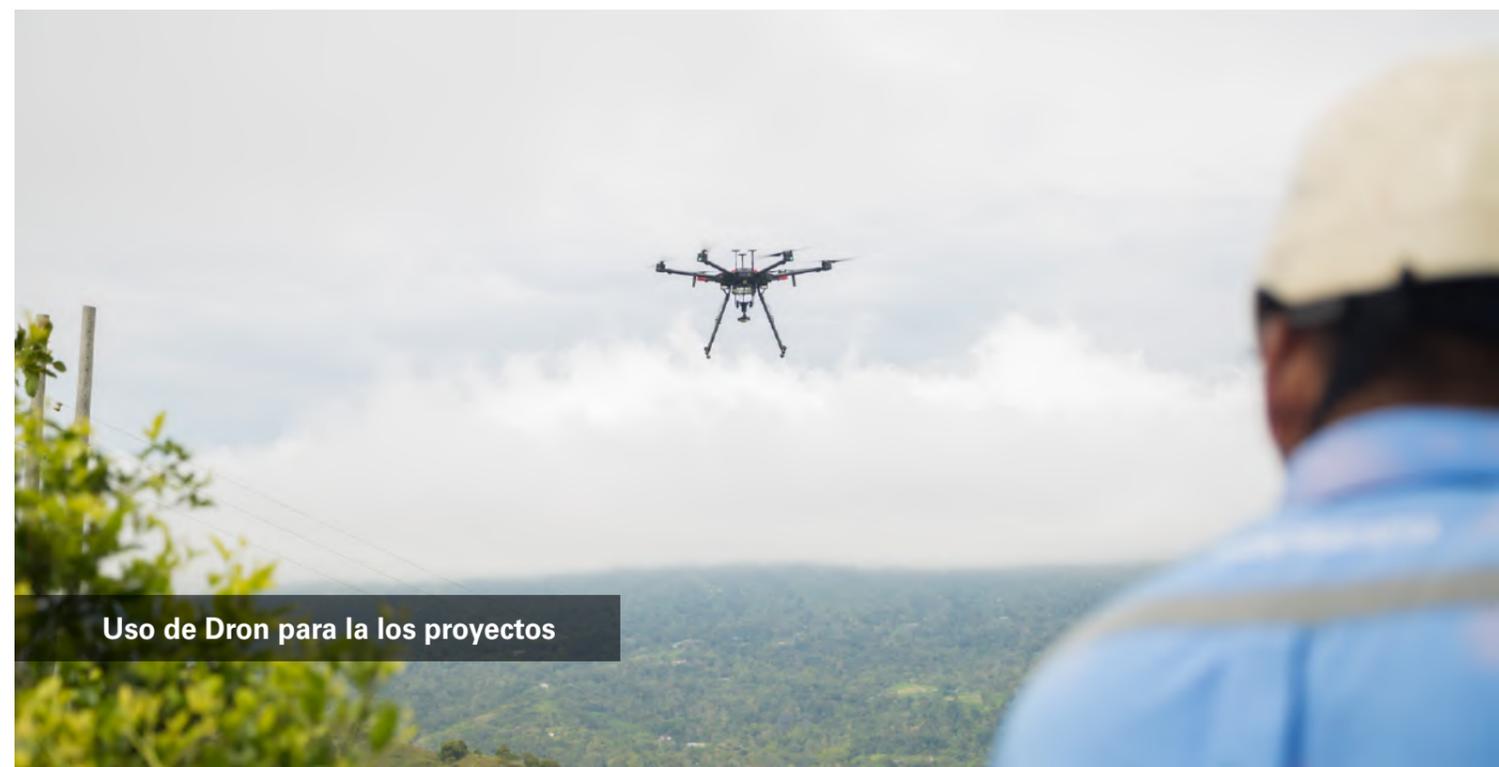
Realización de levantamiento de estructuras civiles como túneles y presas, con un dispositivo laser que permite obtener una radiografía actual de la estructura civil para que una posterior inspección pueda determinar de una manera más exacta si ha tenido algún desgaste o modificación.

Inspecciones subacuáticas con *Remoted Operated Vehicle* (ROV)

Dispositivo que al ser sumergido realiza un levantamiento de las estructuras que se encuentran sumergidas tales como rejas, túneles, estructuras de concreto, etc, lo cual permite evidenciar el estado de estas estructuras.

Levantamientos topográficos con drones

Ejecución de levantamientos topográficos con el uso de drones lo cual facilita la toma de datos al igual que los tiempos.



Uso de Dron para la los proyectos



Toma aérea Central Térmica Cartagena

Proyectos desarrollados en la Central Cartagena

Diseño, fabricación e instalación de postes con sistemas de mecanismo retráctil de la corona de iluminación

El uso de estos postes de iluminación permite que el grupo de luminarias baje hasta la superficie de suelo para realizar trabajos de limpieza, mantenimiento preventivo y/o correctivo, donde se dificulta el acceso para trabajos en altura por condiciones climáticas o de terreno permitiendo menor utilización de recursos y tiempo.

Escudos de mitigación de fugas (Safety Spray Shield)

Dispositivos diseñados con materiales resistentes a las sustancias peligrosas con el objetivo de conducir la fuga a partes bajas, diques o suelos. Diseñados para la fácil visualización en caso de presentarse el *spray*.

Digitalización

La Compañía ha evolucionado a integrar la tecnología como un conductor de negocios estratégico para crear valor tangible mediante la contribución a la definición de nuevos modelos y soluciones. La transformación digital de Emgesa está basada en tres pilares: clientes, activos y personas.

CLIENTES

Emgesa se ha planteado ser un líder digital en el sector energético con una oferta de valor diferencial centrada en el cliente, mejorando su experiencia, creando valor para fidelizarlo, desarrollando e incorporando nuevas capacidades digitales que representen una ventaja competitiva diferencial. En este pilar estratégico se desarrollaron los siguientes proyectos:

Portal One Hub

Se implementó un portal externo tanto para clientes, inversionistas, prensa y demás grupos de interés externos, con el fin de tener una única presencia digital de la marca Enel. Esta nueva plataforma cuenta con los más elevados estándares de seguridad, disponibilidad, accesibilidad y experiencia consistente, lo cual apalanca el objetivo de ser una compañía centrada en el cliente y fortalece el relacionamiento con todos los grupos de interés.

Facturación electrónica

Se implementó la solución tecnológica para cumplir con la normativa de la Dirección de Impuestos Nacionales (DIAN) en la cual se indica que las transacciones de venta de bienes o servicios se deben soportar de manera electrónica integrando los diferentes mercados definidos en el sistema de facturación de la Compañía. Este proyecto contribuye a eliminar el almacenamiento físico de documentos y a una óptima comunicación entre la autoridad fiscal y Emgesa como gran contribuyente.

SAP ISU-CRM

Durante el año 2018 se trabajó en solución de fallas e implementación de nuevas funcionalidades en el sistema de información que permite realizar los procesos de facturación, recaudo y gestión de cartera para los Mercados Mayoristas y No Regulados de Emgesa, además de brindar la opción de gestionar los clientes y su respectiva facturación en un periodo contable específico.

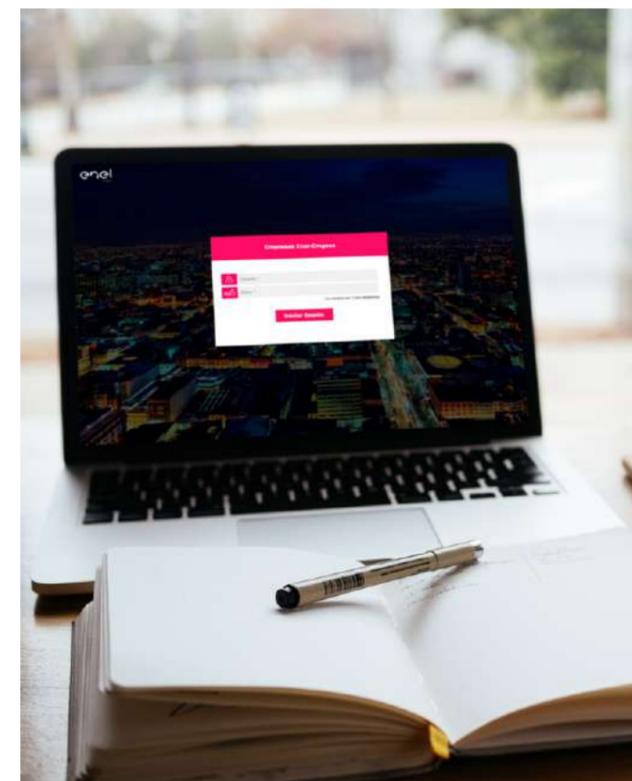
ACTIVOS

La Compañía busca la gestión eficiente de los activos instalados en sus redes mediante el uso de la tecnología digital para la conexión y gestión remota, con lo que automatiza los procesos de negocio y mejora el rendimiento operativo de los activos. En el este pilar estratégico se desarrollaron los siguientes proyectos:

Allegro

Consiste en la implementación de una aplicación global para la gestión de contratos de carbón y combustible líquido y que tendrá una integración automática con los sistemas financiero (SAP E4E) y de Gestión de Combustibles (GESCOMBUS).

El objetivo principal del proyecto es disminuir el tiempo de ejecución del proceso comercial de venta de energía con la implementación de flujos automáticos de información entre los sistemas de generación, gestión de la energía y contabilidad.



Repositorio hidrológico y geográfico

Mediante este proyecto, se desarrolló una solución tecnológica que permite gestionar información hidrológica y cartográfica de las cuencas fluviales y que integra esta información con otros sistemas (propios y externos) para su análisis y explotación.

Los beneficios esperados de este proyecto son:

- Creación de la base de datos geográfica (Geodatabase) con la información cartográfica de Hidrología de Emgesa, incluido el diseño de los formatos de presentación de mapas de hidrología de acuerdo con los lineamientos del Sistema de Gestión Ambiental (SIGEAM).
- Creación de datos para almacenar variables hidroclimáticas a partir de la información recopilada de las estaciones hidrometeorológicas.
- Visualización en mapas de la información hidroclimática recibida y almacenada.

Proyecto MAPE fase II

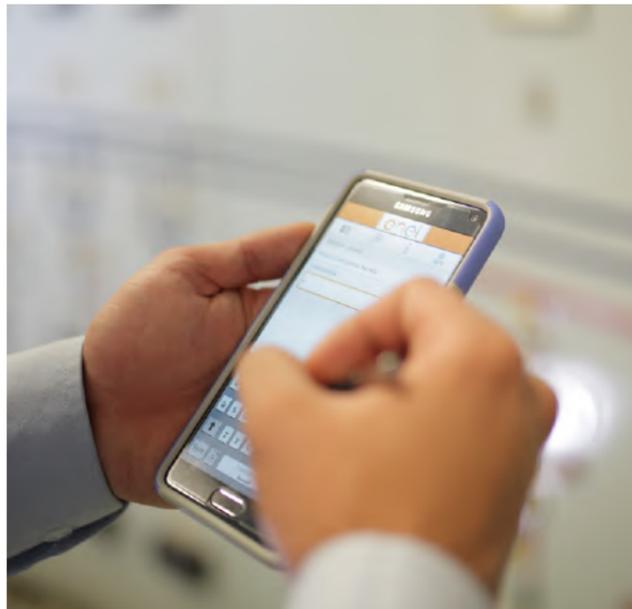
Se continuó con la implementación de mejoras sobre los modelos MHT (Modelo Hidrotérmico propio del Grupo) y MPODE (Modelo de Programación Dual Estocástica, modelo comercial que utilizan todos los agentes) para la gestión de reportes dinámicos, en los que se muestre la información en forma de gráficas de tendencia y tablas de datos.

Proyecto Galileo

Se continuó con la implementación de mejoras sobre el Sistema de Gestión de Mercados Galileo, que permiten proyectar los mercados de Energía, para mejorar la rentabilidad y el riesgo del negocio, a través del análisis de la información y monitoreo de los mercados, la optimización de las transacciones del mercado mayorista, el análisis prospectivo de los niveles de contratación y estrategias para maximizar la remuneración del Cargo por Confiabilidad y los posibles escenarios de acción ante las situaciones que presente el mercado.

Proyecto Bidding Strategy

Se implementó el sistema que permite ejecutar resultados de la operación del mercado de energía, estimar el precio de Bolsa y transacciones de los agentes de mercado, con lo cual se busca aumentar la precisión de negocios, acelerar el tiempo de espera del proceso de licitación y respaldar el proceso de fijación de precios en Day Ahead Market en Colombia.



COAL Management Solution para Termozipa

En la Central Termozipa se implementó la primera fase de la herramienta de gestión de combustibles GESCOMBUS. El sistema permite registrar los movimientos y eficiencia en el uso del carbón y posteriormente, con la automatización de los procesos de laboratorio y toma de muestras, fortalecerá la gestión del proceso *End to End*.

Renovación telefonía corporativa

Se realizó la migración del servicio de telefonía a tecnología IP en las centrales de El Quimbo, Darío Valencia, Salto 2, Tequendama, Limonar, Canoas y Muña. Este servicio ahora es soportado en una solución basada en equipos de última tecnología denominados call manager. Esta migración se suma a la de las plantas Betania, Guaca, Paraíso, Cartagena, y Termozipa, y completa un 100% de centrales migradas a telefonía IP.

NUESTRA GENTE Y PROCESOS INTERNOS

Se busca adoptar una lógica de trabajo orientada a los servicios, haciendo los flujos de trabajo automáticos, con el fin de mejorar la calidad, transparencia y control con un consiguiente aumento en la productividad. En este pilar se desarrollaron los siguientes proyectos:

Ciberseguridad

Se implementaron nuevas tecnologías con una arquitectura perimetral y estándares de seguridad en los sistemas de automatización, que permite proteger las plantas de generación de energía y la alineación con las políticas establecidas en el acuerdo 788 del Concejo Nacional de Operación (CNO).

Ufficio Legale-SUITE

En 2018 entró en vivo la aplicación *Suite Ufficio Legale* en Colombia (relanzamiento de Suite 5.6) para el rediseño y la digitalización de todos los procesos legales de litigios corporativos y la disponibilidad de análisis de datos legales. Este sistema permitirá definir y actualizar los KPI legales y monitorear la calidad, los plazos y los costos de estos procesos.

Anticipos y legalización de gastos de viaje

Se implementó una solución sobre *One Click*, plataforma de servicios para los empleados, con el fin de digitalizar el proceso de solicitud de anticipos o viáticos y legalización originados por viajes laborales, el cual aplica a todo el personal directo de

Enel Colombia. Esta solución elimina la impresión de formatos, permite la trazabilidad del proceso y de documentos anexos y mejora los procesos de aprobación.

Facility Management

Este proyecto se desarrolló como parte de la estrategia de renovación tecnológica definida por el Grupo Enel a nivel regional y con el objetivo de optimizar la gestión de los servicios ofrecidos por la Gerencia de Servicios y Seguridad. El Centro de Atención de Servicios Administrativos (CASA) se movilizó a la plataforma tecnológica Global Corporativa *One Click*, la cual es la nueva y moderna herramienta tecnológica que la Corporación ha definido para servicios al cliente interno a nivel global.

Web Contratistas Colombia (Gestor.com)

Este sistema proporciona una herramienta informática que permite el control y registro histórico de la gestión de los contratos desde el inicio hasta su liquidación; lo cual garantiza la integridad, confiabilidad y oportunidad de la información, facilita la gestión contractual y mitiga la materialización de riesgos. El proyecto abarca la gestión de contratos, la gestión de empresas contratistas-subcontratistas (empresas colaboradoras), el registro de empleados y horas trabajadas en los contratos y la gestión de autorizaciones y accesos.

Migración a la nueva herramienta Track & Rate

Se desarrolló un plan de implementación de esta nueva herramienta, la cual permite una mayor interacción y oportunidad en la evaluación de desempeño de los proveedores.

Proyecto Centro Gestión de Medida (CGM)

Se incorporó la infraestructura de este sistema a la corporativa, con el fin de asegurar el cumplimiento de condiciones mínimas de seguridad, y la transmisión de las lecturas desde los medidores hacia el CGM y el administrador de sistema de intercambios comerciales. Así se facilita la gestión de la información de los sistemas de teled medida actuales para converger a tecnologías más recientes, lo que asegura la transmisión de las lecturas desde los medidores.

La solución tiene como finalidad la reducción de recursos de operación, e incrementar el control y la oportunidad en la medición de informes al mercado.

Información de Planta (PI)

En este proyecto se realizó la implementación de la infraestructura de almacenamiento y recopilación de datos de las centrales de generación de energía, basada en tecnología PI de Osisoft. Esta herramienta creada para recibir, organizar y archivar datos de las plantas en tiempo real, entrega a los usuarios una interfaz gráfica que permite el análisis de datos, comportamientos históricos y en tiempo real afianzando la estrategia de digitalización de la Compañía.

Implementación InGEN

Dentro de la estrategia de digitalización, se realizó la implementación de la solución global InGEN siendo este un producto integrado, modular y completo que ampara los procesos de administración de las centrales eléctricas y estandariza los procesos de operación de las centrales entre las ciudades donde el Grupo tiene gestión.



Central Termoeléctrica Termozipa



Personal Estación de Bombeo Muña

GESTIÓN DE PERSONAL

El modelo de gestión del Grupo Enel tiene como eje central a sus empleados, pues es un objetivo prioritario dentro de su estrategia diseñar e implementar prácticas que le permitan a sus trabajadores tener al interior de la Organización oportunidades de desarrollo, crecimiento, mejoramiento de su calidad de vida y de sus familias y en general, vivir el trabajo como una posibilidad de generar experiencias felices.

Es por esto que dentro del marco de la cultura *Open Power*, la Compañía hace esfuerzos constantes por garantizar prácticas innovadoras y procesos confiables en todas las dimensiones de la gestión de personas, con el fin de impactar de forma positiva desde los diferentes ámbitos impacten las vidas de sus trabajadores y que a su vez la Organización pueda contar con altos niveles de compromiso y de productividad.

Apostamos por la felicidad en las personas, líderes y equipos

La sombrilla “por tu felicidad toda nuestra energía” sigue orientando el trabajo por la felicidad de las personas. La estrategia del 2018 se basó en el concepto “Ilumina tu felicidad”, al considerarse la felicidad como una energía que se contagia, que se refleja en la actitud e incluso en el rostro de quien es feliz.

Las acciones definidas para el desarrollo de una estrategia innovadora y retadora se enfocaron en concretar y aterrizar en la cotidianidad el ADN de la felicidad. Una de las activaciones de mayor impacto fue la posibilidad de interactuar con la máquina de la felicidad, espacio sorpresa en el que personas de diferentes sedes conversaban sobre los componentes del ADN de la felicidad.

Por otra parte, los líderes se formaron en los principios del liderazgo *SMILE*, principios que buscan humanizar el estilo de dirección, apoyándolos en identificar su propósito de vida y liderar desde el corazón para entregar resultados, entre otros.



Cifras de gestión más significativas

Encuentro No. 38 con la Comunidad F

En el 2018 se abrieron las puertas de la Compañía a la Comunidad F, un grupo de organizaciones comprometidas con la felicidad de sus equipos de trabajo. Con la participación de 46 representantes de la Comunidad F, entre CEO y directivos de *People and Organization*, y de importantes empresas del país, se realizó el encuentro número 38. En un panel en el que participó el Director General de Enel Colombia, el Gerente de *People and Organization* y la Subgerente de Desarrollo, se presentó la evolución de la estrategia de la felicidad por la que ha pasado la Compañía.

Beneficios para la realización personal

La Empresa suma más de 70 beneficios que generan medidas que incentivan la conciliación de la vida familiar-laboral, la diversidad y la inclusión.



Cifras de participación de los eventos realizados en el 2018



Cifras de utilización de las medidas de flexibilidad laboral en el 2018

Emgesa hizo presencia en los momentos especiales que experimentaron las personas durante el 2018, al momento de nacer sus hijos, cuando perdieron un ser querido o tuvieron que pasar por una dificultad con su estado de salud.



Cifras de solicitudes atención en momentos especiales en el 2018



Equilibrio personal y laboral

Uno de los beneficios de mayor impacto en las finanzas de las familias de los trabajadores es la beca de excelencia académica, el cual consiste en otorgar becas universitarias que cubren los gastos de la matrícula de cada semestre o año cursado a los hijos de trabajadores que han obtenido los mejores puntajes en las Pruebas de Estado Saber 11.



Cifras de becas de excelencia otorgadas en el 2018

Recertificación Empresa Familiarmente Responsable (EFR)

Se cumplió otro ciclo como Empresa Familiarmente Responsable (EFR). En el 2018, se auditaron externamente los procesos para evidenciar nuevamente el compromiso de continuar trabajando por la calidad de vida de las personas.

Programa Parental Ser mamá y Ser papá

El programa parental crea espacios de conversación con las personas que se encuentran en el momento de vida de convertirse en madres o padres. El objetivo de los encuentros es apoyarlos en este nuevo rol, incentivar el equilibrio entre la vida personal y laboral, conocer las nuevas motivaciones y construir redes de apoyo necesarias. En el 2018 se entrevistaron 15 mujeres y 3 hombres.

Programa trabajo remoto flexible

Se actualizó el procedimiento flexibilizando la forma de acceder al beneficio. Las personas interesadas en trabajar desde un lugar distinto a la oficina una o dos veces a la semana hacen su solicitud formal a Calidad de Vida, quienes a través de la plataforma *e-education* se les activa el curso virtual en el que aprenderán contenidos que buscan garantizar un trabajo seguro y confiable fuera de las instalaciones de la Compañía.

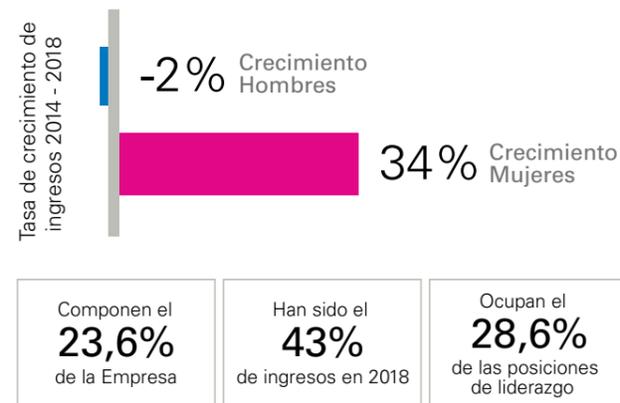
Somos Enel Diverso

Alineados con la filosofía del Grupo Enel de respeto y promoción de los principios de diversidad e inclusión, desde el 2013 en Enel Colombia se han gestionado distintas acciones que abordan los cuatro focos definidos por el *holding*: género, edad, nacionalidad y discapacidad. La gestión del 2018 evidencia un gran trabajo en el foco de género.

Foco de género: Sello de Oro de Equidad Laboral – Equipares

La Compañía obtuvo el Sello de Oro de Equidad Laboral – Equipares en el 2018, gracias al continuo trabajo y compromiso en identificar y disminuir desigualdades, barreras y brechas de género en las dimensiones de trabajo como reclutamiento y selección, promoción y desarrollo profesional, capacitación, ambiente laboral y salud, conciliación de la vida laboral, personal y familiar, remuneración y salarios, acoso laboral y sexual en el mercado de trabajo y comunicación no sexista y lenguaje incluyente.

Este sello representa el nivel más alto de reconocimiento en el proceso de certificación al Sistema de Gestión de Igualdad de Género otorgado por el Ministerio de Trabajo, gracias a la implementación de políticas de equidad demostrables que han logrado disminuir brechas de género al interior de la Compañía.



Cifras significativas gestión en el foco género en el 2018

Comunidad PAR: somos # 4 en el ranking de equidad de género Aequales

Se participó en la medición del *ranking* de equidad de género liderado por Aequales, con el propósito de analizar avances y mejoras en las prácticas implementadas. Los resultados comparativos con 209 empresas privadas y 54 públicas posicionan a la Compañía en el cuarto lugar de las diez empresas privadas con las mejores prácticas de equidad laboral del país.



Encuentro aequales

Semana de la Diversidad Enel

En la semana de la Diversidad Enel, como iniciativa local se realizaron talleres presenciales para sensibilizar a las personas y sus familias frente a la temática de diversidad e inclusión, uno de ellos es “Mujeres en STEM (ciencia, tecnología, ingeniería y matemáticas), Mujeres en Enel”, dirigido a las hijas de los trabajadores en proceso de elección de carrera profesional, quienes tuvieron la oportunidad de conocer los retos en el entorno profesional, las carreras del futuro, el equilibrio entre lo personal y profesional y escuchar testimonios de mujeres que inspiran.

Diseño de plataforma Beneficios a la Carta

Alineados con el objetivo de transformación digital del Grupo Enel, en el 2018 se inició el proyecto Beneficios a la Carta.

Inició con la medición del programa de beneficios de Emgesa ofrecido a las personas y sus familiares, participó el 59% de la población en una encuesta que buscaba comprender e identificar el nivel de conocimiento del plan de beneficios, el nivel de satisfacción de los beneficios con respecto a las necesidades personales, la percepción sobre la competitividad del plan de beneficios en comparación a otras empresas y la eficiencia de los canales de comunicación de los beneficios.

En términos generales, el 80% de las personas en promedio piensan que el programa de beneficios satisface sus necesidades y las de sus familias, sin embargo solo el 67% de las personas en promedio piensan que el programa de beneficios es lo suficientemente amplio y completo, cubriendo las necesidades individuales de los empleados. También se realizó un proceso de benchmarking con empresas reconocida por sus buenas prácticas en la gestión de beneficios, información que se suma a los resultados de la encuesta.

Los resultados de la fase de medición son el insumo para construir el nuevo modelo de beneficios a la carta que permitirá a las personas administrar de forma digital sus beneficios de acuerdo con su momento de vida y necesidades personales. El modelo fue diseñado para que las personas reciban bolsas de puntos para redimir en beneficios de flexibilidad laboral, *smart working* y experiencias a la medida que pueden ser extendidas a su familia.

La filosofía de esta iniciativa contempla la diversidad e inclusión al comprender las diferencias de ubicación laboral, la naturaleza del cargo que se desempeña y el momento de vida actual de las personas.

Reconocimientos



Los resultados obtenidos por el Grupo Enel motivaron la participación en diversos eventos públicos de entidades como las Naciones Unidas, el Banco Interamericano de Desarrollo, la Secretaría de Integración Social, la Comunidad F, la Universidad de Los Andes y Canal Capital con temas de diversidad, conciliación vida personal y laboral y felicidad.

Desarrollo y formación de nuestros trabajadores

Durante el año 2018 se llevaron a cabo diferentes formaciones, eventos y programas, todos ellos encaminados a gestionar el talento de los trabajadores, y brindar a los líderes las herramientas y conocimientos necesarios para desarrollar las habilidades de liderazgo y así gestionar equipos adecuadamente.

Facultad de Liderazgo

Con el objetivo de brindar conocimientos y herramientas de acuerdo con las últimas tendencias, la Universidad Corporativa incluyó una facultad exclusiva para los líderes del Grupo Enel en Colombia. Este año se diseñó un grupo de cursos fijos a los cuales todos los líderes deberían asistir para conocer temas relevantes que impulsan la estrategia de la Compañía, tales como la digitalización y la felicidad. Además, se incluyó un grupo de cursos electivos en los cuales los líderes podían inscribirse según sus necesidades particulares de formación con contenidos como inteligencia emocional, seguimiento y control de actividades, habilidades gerenciales y de más.

El 96.4% de los líderes de Emgesa participó en al menos un curso de la facultad de liderazgo en el 2018, de los seis cursos entre fijos y electivos. Se contó con la participación de 161 líderes, el curso de *Agile Way To Work* fue el de mayor participación.

Digitalización Guía del líder

En el 2018 se lanzó una versión más simple de la Guía del Líder. A través de una guía virtual los líderes tendrán acceso a tres principios básicos que todo líder en la Organización debe considerar en el momento de gestionar equipos de trabajo. A través de esta guía los líderes tendrán a su disposición información relevante de cada principio, consejos prácticos para mejorar sus habilidades de gestión de equipos y documentos que pueden diligenciar de manera virtual en el momento de ejecutar los principios.



Workshop SHE 365 Térmicas

Open Feedback Evaluation (OFE)

A partir del año 2018 Emgesa implementó un nuevo modelo de evaluación de desempeño para evaluar los 10 comportamientos *Open Power* definidos por el Grupo Enel. Este nuevo proceso surge para satisfacer las siguientes necesidades:

1. La posibilidad de un diálogo abierto y directo entre todos aquellos que comparten una actividad laboral con respecto a la forma en que se actúa en la Empresa.
2. Una oportunidad para remodelar el comportamiento en función de los valores *Open Power*.
3. Una herramienta de evaluación cualitativa del comportamiento adoptado por cada trabajador.

Para implementar este nuevo modelo se realizaron diferentes talleres y videos cortos encaminados a dar a conocer el proceso de evaluación y acompañar a los trabajadores en el proceso de gestión de cambio para adoptar esta nueva metodología.

Encuesta de clima y seguridad

Durante el 2018 se lanzó la encuesta de clima laboral para toda la Compañía, con una participación del 91% de los colaboradores de Emgesa. Para este año el cuestionario está compuesto por 20 preguntas, las cuales están agrupadas en tres categorías principales: felicidad, compromiso y seguridad. Al final de la encuesta se incluyeron dos preguntas abiertas sobre su opinión frente al clima de la Compañía y sus propuestas para mejorar.

Coaching

Esta metodología busca que los trabajadores puedan fortalecer los comportamientos *Open Power* para establecer las mejores metas, valorar objetivamente los recursos con que cuentan y emprender acciones a partir de sus fortalezas como palanca para mejorar sus aspectos a desarrollar. En el año 2018 se realizaron 16 procesos de coaching con trabajadores de Emgesa, lo cual equivale a 192 horas de procesos de desarrollo.

Mentoring

Esta metodología está dirigida principalmente a los líderes de la Compañía y busca que a través de un mentor o guía los nuevos líderes fortalezcan las habilidades de liderazgo y gestión de equipos. En Enel-Emgesa se realizaron 12 procesos durante todo el 2018. En total se ejecutaron 168 horas de *mentoring*.

Outdoor

Se diseñó un producto de *outdoor* con el fin de fortalecer habilidades como: coordinación, alineación, planeación, trabajo en equipo, entre otras. Se logró la participación de 186 personas de las diferentes líneas de negocio y áreas de Emgesa, con una calificación promedio de 4,78 sobre 5 y ahorros significativos para las diferentes áreas debido a que las actividades de *outdoor* antes se gestionaban con proveedores externos.

Performance Appraisal

Este año se realizó la última evaluación bajo el modelo de evaluación Performance Appraisal. En esta oportunidad de evaluaron los 10 comportamientos definidos por Enel; en dicho proceso los líderes calificaron los comportamientos de cada trabajador respecto a la actuación del 2017.

El proceso se llevó a cabo a través de la plataforma local y participaron todos los trabajadores de la Compañía. Para el 2019 este modelo será reemplazado por el *Open Feedback Evaluation*.

Objetivos de desempeño 2018

Para el año 2018 el 100% de los trabajadores de régimen integral contaron con objetivos definidos por el *holding*, teniendo en cuenta el ámbito de gestión de cada trabajador. Para trabajadores de régimen convencional, el 91,4% concertaron objetivos a través de la herramienta *Performance Management*.

Feedback

El *feedback* es el proceso mediante el cual los líderes dan y reciben retroalimentación con cada una de las personas de su equipo de trabajo. Se utilizó la herramienta *Local Performance Management*. El 55% de los trabajadores incluyó sus comentarios, percepción y opinión de la información suministrada por el jefe en la retroalimentación. El 86% de los líderes incluyó comentarios frente a la retroalimentación suministrada a cada trabajador.

Proyecto Job Shadowing

El proyecto *Job Shadowing* está dirigido a colegas de igual responsabilidad y a *Top 200 & Growing Youth*. Tuvo como objetivo el conocimiento y la creación de armonía entre mentor y aprendiz a partir de las personas y sus pasiones. Se realizó por medio de una Carrera de Aventura a través de las edificaciones, iglesias y claustros, calles y plazas de Cartagena.

A través de esta experiencia, se enfrentaron juntos a las principales dinámicas vinculadas a la cultura de la experimentación y el cambio, entrenando destreza, perspicacia y habilidades de cooperación dentro del equipo. Una actividad que permitió explorar retos extraordinarios, asociados con el desafío que tiene el convertirse en agentes de cambio con miras al intercambio generacional entre los mentores y los aprendices.

En total se contó con la participación de cinco personas para un total de 80 horas de actividad.

Programa Profesionalización

El programa de Profesionalización de Emgesa fue diseñado con el fin de contribuir a la educación superior de los trabajadores a través de beneficios académicos que ayuden a solventar los gastos universitarios y facilitar el acceso al pregrado.

Préstamos y patrocinios educativos

Para el año 2018, se otorgó el beneficio de préstamos y patrocinios a 14 trabajadores profesionales en diferentes universidades nacionales (11) e internacionales (3), con aprobaciones de patro-

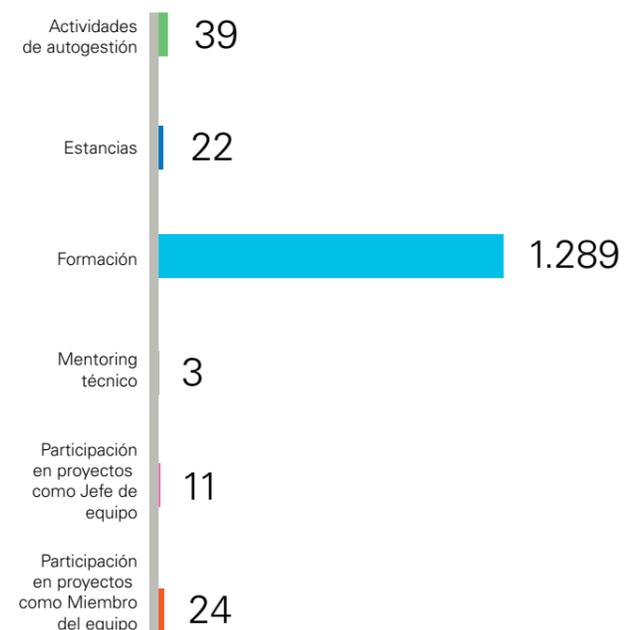
cinio entre el 20% y el 60%. Este beneficio busca contribuir con el desarrollo de los trabajadores y su crecimiento profesional y personal.

Plan de Desarrollo Individual

Dentro del Plan de Desarrollo Individual (PDI) se pueden incluir actividades orientadas al fortalecimiento de diferentes competencias. Existen cinco tipos de acciones que pueden componer el PDI: las acciones de autogestión de las cuales el trabajador es responsable en un 100%; las estancias en otras áreas durante algún tiempo; el *mentoring* técnico en el que el trabajador se apoya en otra persona para ganar conocimientos técnicos; la participación en proyectos como miembro o jefe de equipo; y finalmente, la formación que son los cursos ofrecidos y desarrollados por la división de formación y desarrollo.

En total se alcanzaron 1.388 acciones registradas en el PDI por 531 trabajadores, con una distribución de acciones así:

Cantidad de acciones PDI



Para el 2018 se incluyó toda la gestión del Plan de Desarrollo Individual (PDI) como una de las funcionalidades de la herramienta *Performance Management*, con el fin de contribuir con la estrategia de transformación digital del Grupo Enel, mediante el acceso de la información de manera confiable y segura.

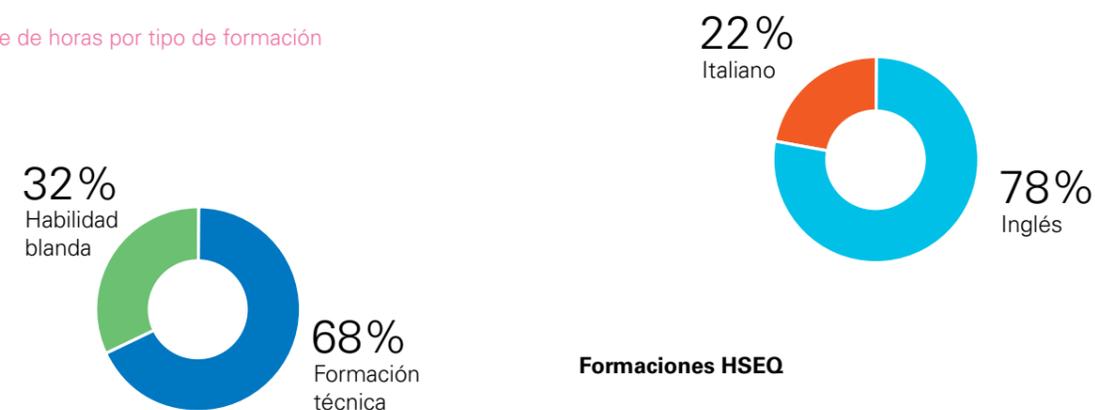
Universidad Corporativa

Para el año 2018 se realizó el lanzamiento de la Universidad Corporativa a través de un sitio Web, en el que cada trabajador podía visualizar la disponibilidad y fechas de cada uno de los 138 cursos que se ofrecieron en las diferentes facultades como: comportamiento y valores, transformación digital, y técnicas de liderazgo.

Formaciones en habilidades blandas y técnicas

En total se ejecutaron 29.424 horas correspondientes a formaciones en temas de habilidades blandas y técnicas. La distribución porcentual de horas es la siguiente:

Porcentaje de horas por tipo de formación



Durante el año se contó con la participación de 683 trabajadores y un total de 198 cursos diferentes durante el año. Para cada formación se realizó una evaluación de satisfacción de los participantes y se obtuvo una calificación promedio de 4.5.

Idiomas

Se realizaron formaciones tanto de idioma inglés como italiano. En total se ejecutaron 3.497 horas de formación con la participación de 43 trabajadores.

Porcentaje de horas idiomas

Formaciones HSEQ

Se realizaron formaciones en temas de seguridad, calidad y ambiental, enfocadas principalmente en trabajadores de las centrales de generación, para un total de 8.950 horas de formación y una participación de 548 trabajadores.



Actividades semana HSEQ

Oficina gestión del cambio

En el año 2018 se consolidó la oficina de gestión del cambio con una metodología propia que permite contribuir y a alcanzar los resultados de los proyectos estratégicos de la Compañía.

La metodología diseñada tiene como objetivo los siguientes aspectos:

- Tiene enfoque en el ser humano
- Anticipa y planea los cambios
- Agiliza la toma de decisiones
- Aplica metodologías de desarrollo humano
- Desarrolla nuevas competencias y habilidades
- Crea redes con equipos multidisciplinarios

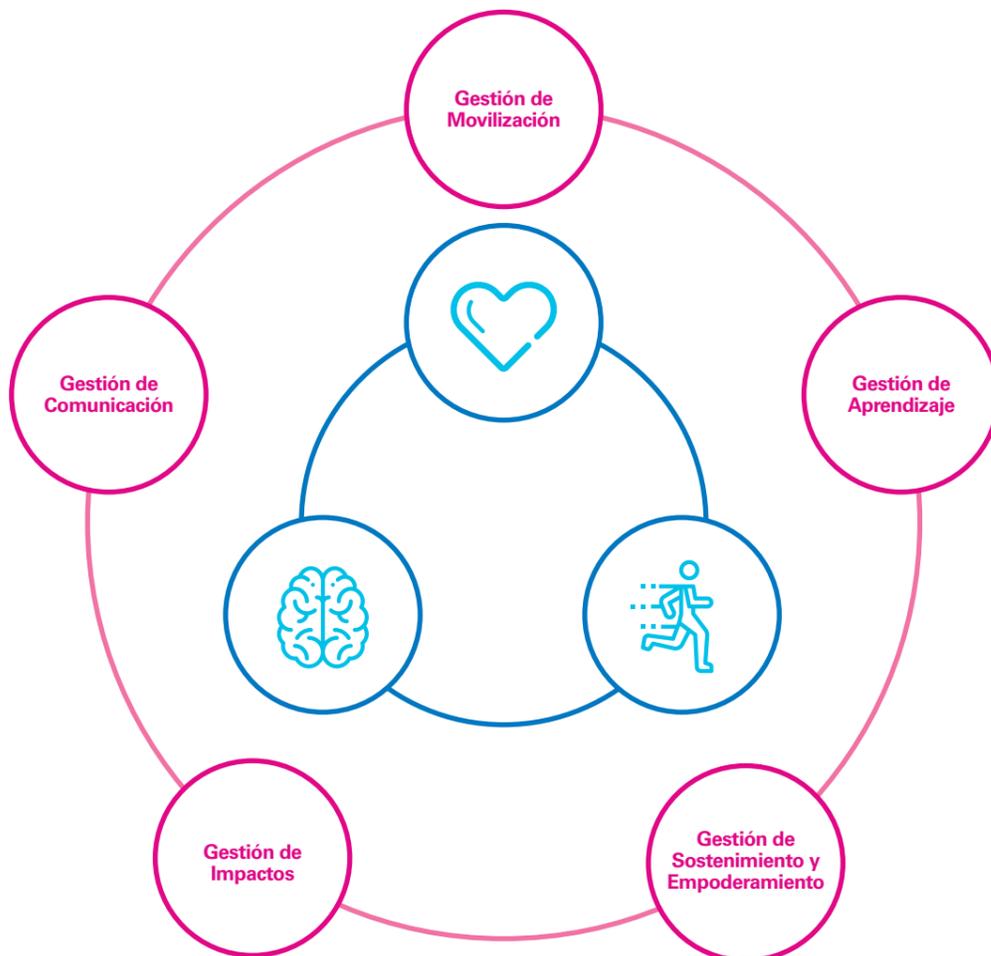
Gráfica metodología gestión del cambio



Durante el año 2018 se inició la implementación de la metodología de gestión del cambio en los siguientes proyectos:

Proyectos Oficina gestión del cambio

NOMBRE PROYECTO	OBJETIVO
Dex (<i>Digital Customer Experience</i>)	Implementar una estrategia de <i>change management</i> en el marco de la Transformación Digital, orientada hacia una nueva cultura basada en tecnología e información.
RHO en línea	Se une a este nuevo reto de transformación digital y busca poner al servicio una plataforma multicanal que permitirá a todos los trabajadores realizar sus solicitudes de Recursos Humanos de manera más ágil, eficiente y fácil de acceder.
Security	Lograr que los trabajadores y grupos de interés de Emgesa en Colombia interioricen, a través de la gestión del cambio, el propósito de <i>Security</i> , los servicios a su cargo y sus canales de atención.
Conexión RB 2021	Integrar a las personas de todos los niveles a la estrategia y cambios de procesos que implica el proyecto Conexión RB 2021. Facilitar y contribuir con la implementación exitosa del proceso de automatización y modernización de las centrales renovables.
People Analytics	Promover el análisis de información para la toma de decisiones por medio del uso de las herramientas que ofrece el proyecto People Analytics, impactando al equipo de la gerencia de Recursos humanos.



Proyecto E4E

E4E es un proyecto global de transformación de negocios y tecnología innovadora que tiene el objetivo final de mejorar la capacidad administrativa y de gestión de la Compañía, mediante la convergencia de los procesos del negocio y globales, y la homologación de la información a nivel mundial.

Para el año 2018 se llevaron a cabo nueve formaciones en el módulo *Permit to Work* para las centrales de energías renovables, el cual apunta a complementar la competencia en la gestión de permisos de trabajo y va de la mano con la gestión de órdenes de mantenimiento, y las diferentes operaciones de los centros de generación, equipos y ubicaciones técnicas establecidas desde operación y mantenimiento. Participaron 96 personas de las diferentes centrales y sedes principales, para un total de 768 horas de formación.

Transformación digital

Para el año 2018 se realizaron varios cambios en el proceso de inducción corporativa, mediante con la aplicación de diferentes herramientas tecnológicas como: pantallas interactivas desarrolladas para la transferencia del conocimiento, Laberinto del Conocimiento diseñado con realidad virtual, y la Máquina de Goldberg.



Por otro lado, se incluyó el Plan de Entrenamiento en el Cargo (PEC) como una de las funcionalidades en la herramienta *Performance Management*, con el objetivo de brindar información específica del lugar de trabajo en el cual la persona se desempeñará. Se busca dar a conocer el entorno del cargo, relaciones, actividades a desarrollar, responsabilidades, derechos y obligaciones, lo que facilita el proceso de socialización y adaptación al cambio y ayuda a contar con la información a la medida en caso de diferentes auditorías.

Para el año 2018 se ejecutaron 4.991 horas de formación en temas digitales, con una participación total de 637 trabajadores, para un total de 34 cursos dictados.

Estructura organizativa

Durante el 2018 continuó la aplicación del modelo organizativo del Grupo Enel en Colombia, en las diferentes áreas *staff*, *services* y líneas de negocio. Los principales cambios en los distintos niveles organizativos a nivel país, que se soportaron con las respectivas directivas organizativas, fueron los siguientes:

Línea de negocio Energy Management Colombia

Se realizó el despliegue de la estructura de *Energy Management* en todos niveles organizativos locales, enfatizando en la creación de unidades organizativas de gestión por segmento de clientes y productos, y en los procesos de soporte, incluyendo la función de gestión de riesgo.

Línea de negocio Energías Renovables Colombia

En la estructura organizativa de la Gerencia de Energías Renovables se integraron las centrales de Alto y Medio Río Bogotá con la de Bajo Río Bogotá, destacando la creación de unidades de planta en Darío Valencia y Muña para atender la operación y el mantenimiento. Esta nueva estructura facilita la gestión y movilidad de personas y recursos, y mejora los procesos y resultados.

Línea de negocio Generación Térmica

En la Gerencia de Generación Térmica se crearon dos unidades organizativas que darán apoyo a las funciones de operación y mantenimiento de cada central, buscando centralizar procesos y mejorar la eficiencia operativa.

Áreas staff & servicios

En la Gerencia de Comunicaciones se creó una unidad organizativa denominada Planificación de Comunicaciones, Respuesta en Tiempo Real y Soporte del Rendimiento, con el fin de intensificar el proceso de planificación, KPIs y en general seguimiento a la gestión del proceso.

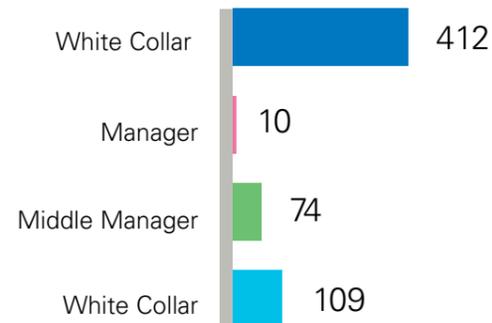
La Gerencia de Recursos Humanos y Organización actualizó su nombre a *People and Organization*, reflejando así la estrategia y énfasis en la gestión organizativa y de desarrollo, y posicionando a las personas como el eje más importante de la Organización.

La Gerencia de ICT actualizó su nombre a Digital Solutions, como parte del despliegue del nuevo modelo corporativo del Grupo Enel, centrado en ofrecer soluciones enmarcadas en la estrategia de transformación digital. Adicionalmente, se implementaron a nivel Colombia equipos de trabajo por área funcional, con el fin de adoptar a nivel país las diferentes iniciativas globales.

Gestión de personal

Al finalizar el 2018, el total de trabajadores en Emgesa fue de 605, superior en un 2% al cierre del año inmediatamente anterior, y de los cuales el 95,37% de los trabajadores tenían contrato a término indefinido y 4,63% término fijo. La clasificación según el tipo de convenio se detalla a continuación:

Plantilla de personal directo al 31 de diciembre de 2018



Adicionalmente, Emgesa contaba con un total de 29 aprendices (regulado por cuota Sena) y 22 practicantes universitarios (convenios con universidades) al cierre de 2018.

Por otro lado, acorde con la estrategia de igualdad y equidad, el total de mujeres de la Empresa a cierre de 2018 fue de 125, superior en un 18% a cierre del año anterior.

Compensación

Durante el año 2018 la Empresa realizó varias actividades con el fin de estimular la consecución de mejores resultados, reconocer niveles superiores de desempeño, y atraer, motivar y retener a sus trabajadores:

- Charlas de política salarial: se realizaron charlas de política salarial, con el objetivo de dar a conocer a los trabajadores los propósitos, factores y diferentes lineamientos que componen la Política de Compensación, y de esta forma mejorar la percepción y el conocimiento en temas de compensación, y contribuir a la mejora del clima laboral.
- Nivelaciones salariales: en aplicación de la Política de Compensación de la Compañía y buscando mejorar la competitividad salarial, la equidad interna, el desarrollo y la retención del personal, se realizaron 80 nivelaciones salariales al personal directo: 42 para personal bajo convenio colectivo y 38 para personal fuera de convenio (directivos, mandos medios y profesionales).

Nómina

Durante el 2018, el indicador de calidad y oportunidad del proceso de nómina de los trabajadores cerró en 115%, lo que evidencia la eficiencia y eficacia en los procesos de la liquidación de la nómina y el cumplimiento de las obligaciones labores legales y convencionales, tributarias y de seguridad social para 907 personas, entre trabajadores activos y pensionados.

Préstamos y cartera

La Compañía durante el año 2018 aportó recursos económicos para préstamos por un monto total de \$6.108.679.574, los cuales fueron otorgados a 190 trabajadores de Emgesa en las siguientes líneas de crédito:

Tipo de préstamo	Valor Girado	No. de Préstamos Girados
Vivienda Convencionado	3.136.001.090	33
Vivienda Integral	1.298.218.001	8
Universidad Garantizada	30.000.000	1
Odontológico	19.114.676	5
Calamidad	4.200.000	2
Vehículo	722.737.004	17
Educación Superior	502.617.684	61
Capacitación	127.472.289	14
Libre Inversión	268.318.830	49
Total	6.108.679.574	190

La cartera por concepto de préstamos del personal activo y retirado de la Compañía y el saldo al 31 de diciembre de 2018 asciende a la suma de \$22.630.922.467.

Puesta en marcha sistema RHO en Línea

Durante el año 2018, se puso en marcha el sistema RHO en Línea para todos los trabajadores. Esta herramienta constituye un canal de comunicación y de gestión de novedades asociadas a los procesos de nómina. Adicionalmente, a través de los módulos de Power BI y HR Dashboard, se realiza seguimiento a los indicadores de calidad y oportunidad del servicio.

TM (Time Management – Gestión de Tiempos)

Durante el año 2018 se consolidó la gestión de cambio en el reporte de novedades asociadas a presencias y ausencias utilizando la herramienta de gestión de tiempos TM.

Se gestionaron los controles de cambio con afectación directa a la función, acción que da vía libre para continuar en la senda de digitación para el año 2019, mediante la integración del reporte de horas extras para el 100% de la Compañía.

Selección de personal

Se logró un índice de eficacia del 99% y una efectividad en el proceso del 94%, con una cantidad total de cubrimiento de vacantes de 200.

Histórico de procesos de selección

EMGESA	Clase de contrato		
	Directos	Estudiantes/Aprendices	Temporal
2017	88	72	73
2018	58	84	54

Para el 2018 se cubrieron 58 vacantes directas (incluidos concursos internos), 84 cupos de practicantes estudiantes universitarios y aprendices SENA; y finalmente se realizó una gestión de 54 procesos de personal temporal.

Concursos internos

En el transcurso del año 2018 se cubrió el 24% de las vacantes por medio de concursos internos, de acuerdo con el propósito de dar prioridad a las competencias del personal interno para complementar las distintas áreas.

Histórico concursos internos

EMGESA	Vacantes cubiertas	
	Nivel interno	Nivel externo
2012	4	51
2013	26	78
2014	21	50
2015	14	20
2016	35	55
2017	14	74
2018	15	47

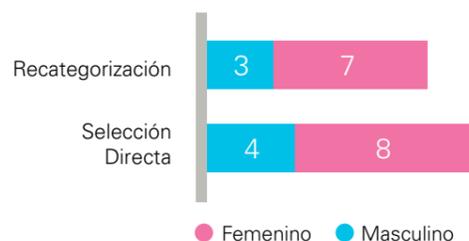
Se continuó con el proceso de retroalimentación personalizada al 100% de los aspirantes internos, con el fin de dar a conocer las fortalezas y aspectos por mejorar de cada uno de los candidatos, y fortalecer la transparencia de los concursos.

Selecciones directas y recategorizaciones

Durante el 2018 se efectuaron 12 selecciones directas y 10 recategorizaciones, para un total de 22 trabajadores promovidos o trasladados a un nivel de cargo mayor.

El 31,82% de las promociones realizadas corresponden a mujeres, una estrategia que permite fortalecer la equidad de género en la Compañía. Se ha logrado además que el 28,7% de las posiciones de liderazgo estén cubiertas por mujeres.

Selecciones directas y recategorizaciones por género



Marca empleadora

En el año 2018, teniendo en cuenta el objetivo global se potenció la marca por medio de la optimización del proceso mediante las siguientes plataformas digitales:

- **Taleo:** se gestionaron un total de 25 vacantes mediante la plataforma al cierre del año 2018. Se logró incluir las vacantes internas y externas con el fin de controlar la trazabilidad completa del proceso de selección, desde la etapa del reclutamiento hasta el cubrimiento de la vacante, e igualmente brindar la posibilidad a todos los trabajadores de participar en posiciones en todo el mundo.
- **Magneto:** en el 2018 se logró integrar todo el proceso de evaluación desde esta plataforma. Desde la fase de atracción de candidatos se realiza una llamada y se comparte con los participantes un video promocional de la Compañía. Se realizan además video-entrevistas, y pruebas psicotécnicas y de inteligencia que están enfocadas en la evaluación de los comportamientos, actitudes y competencias Enel.
- **Ferias universitarias a nivel nacional:** la Compañía participó en 30 ferias universitarias con el fin de dar a conocer a los estudiantes de las carreras de su interés, el objetivo del negocio, y las posibilidades de aprendizaje y crecimiento que ofrece. Igualmente, se dictó el taller de marca para fortalecer en los estudiantes las competencias adecuadas para pertenecer al Grupo Enel.
- **WIB (Woman In Business):** Emgesa asistió a la primera conferencia de *Woman In Business*, realizada en la Universidad de los Andes. Allí compartió información de las iniciativas con las que cuenta para garantizar diversidad y equidad de género.



Fortalecimiento Marca Empleadora

Otras acciones en la gestión del personal

Pasivo vacacional

En 2018 se puso en marcha un programa destinado a asegurar la salida de los empleados a vacaciones cuidando el impacto operacional, la disminución del pasivo vacacional y la consciencia en todas las áreas sobre la viabilidad de conciliar vacaciones con necesidades del trabajo, lo que al final supuso un impacto positivo en costos por casi 7 mil millones de pesos y una reducción real de la provisión de vacaciones en cerca de 3 mil millones de pesos.

Acoso laboral y/o sexual

Con el fin de propender por un buen ambiente laboral para todos y cada uno de los trabajadores y rechazar cualquier conducta que genere eventuales situaciones de acoso laboral y/o sexual, en el año 2018 se realizaron campañas comunicacionales que buscan fortalecer la confianza y el conocimiento en los trabajadores frente al tratamiento de estos temas.

De igual forma, se adelantaron las elecciones de los Comités de Convivencia de las Compañías del Grupo Enel en Colombia, los cuales estarán vigentes durante el año 2019 y 2020. Estos grupos estarán enfocados en prevenir situaciones de acoso y adicionalmente, buscarán por implementar acciones en aras de generar mejores espacios de convivencia.

Campañas pensionales

Teniendo en cuenta la relevancia de contar con información que permita aclarar dudas y adelantar las gestiones necesarias para la obtención de la pensión legal de vejez, se crearon espacios en los que expertos en la materia brindaron información y se aclararon los trámites que se deben seguir. Se explicó además la particularidad de cada uno de los regímenes que contempla la normatividad laboral colombiana. Se contó con la participación de aproximadamente 74 trabajadores directos de las Compañías, con una calificación superior a 4 por parte de los asistentes.

Gestión de personal en misión

Para la gestión del contrato de prestación de servicios con personal en misión, las empresas del Grupo Enel en Colombia han desarrollado una serie de actividades tendientes a garantizar la eficiencia y calidad de dicho servicio, entre ellas:

- Unificación de cronogramas internos para facturación de pagos: se desarrolló un cronograma de conformidad anticipada partiendo de la experiencia y el desarrollo del contrato pasado, a fin de asegurar la correcta facturación.
- Centralización de la información en la plataforma digital *One Drive*: se desarrolló una herramienta para acceder en tiempo real a la información, evitar la pérdida de datos y mejorar el control. La herramienta permitió mejorar los procesos de facturación y fue calificada con un 88,2% de favorabilidad por parte de los usuarios.
- Seguimiento facturación cierre de año al 0% de pendientes: gracias a los controles, mejoras y cambios adoptados, para el cierre del año el contrato de trabajadores en misión, no presentó valores pendientes por conformar, cifra histórica que supone un importante indicador para la gestión del contrato en años futuros.

Retos

El año 2019 trae para la Compañía nuevos retos importantes enfocados en las personas ligadas de cara a la estrategia corporativa. Se destacan:

Formación y desarrollo

- Consolidar el nuevo modelo de evaluación de *Open Feedback Evaluation*.
- Divulgar los resultados de clima 2018 y definir planes de acción para fortalecer el clima laboral durante el 2019.
- Continuar trabajando para la formación de líderes.
- En la Facultad de Liderazgo desarrollar los talleres de líder 4.0 y liderazgo situacional.
- Dar a conocer la metodología de gestión del cambio y sus beneficios a todas las unidades que implementen proyectos estratégicos de alto impacto en la Compañía.
- Formar en transformación digital con el fin de sensibilizar y acercar a todos los trabajadores a la estrategia de la Compañía.
- Implementar la nueva plataforma *e-education* en las formaciones presenciales y online.
- Crear alianzas con nuevas universidades, gremios, asociaciones, semilleros, instituciones del estado con el fin de contribuir en la adecuada transferencia del conocimiento en las diferentes líneas de negocio.



SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO

La gestión de seguridad y salud en el trabajo abarca todos los trabajadores de la Compañía y contratistas. Para el 2018 se obtuvo un resultado de cero accidentes laborales de empleados propios y de empresas contratistas por tercer año consecutivo, con lo que se reafirmó el compromiso con la salud y la vida de las personas.

Generación de energía

En 2018 se alcanzó un total aproximado de 1.435.539 horas hombre trabajadas por personal propio y contratista de la línea de generación térmica. En las centrales hidráulicas se cerró el año con un total aproximado de 5.203.729 horas hombre trabajadas por personal propio y contratista.

Se continuó con las actividades de capacitación y entrenamiento en los riesgos prioritarios del negocio, para ampliar la competencia del personal para el desarrollo de las labores propias de cada cargo y minimizar la posibilidad de ocurrencia de accidentes laborales.

Calidad de vida

- Implementar de la plataforma de beneficios a la carta como herramienta y estrategia que refuerza la compensación total.
- Fortalecer la cultura de felicidad desde la experiencia del empleado.
- Desarrollar estrategias enfocadas en los 4 ejes de la diversidad: género, edad, cultura, y discapacidad.

Compensación

- Entender y comunicar la compensación en paga total y anualizada.
- Desarrollar esquemas de compensación para la fuerza de ventas.
- Integrar el concepto de salario emocional como parte de la compensación total.
- Contribuir desde la compensación a mantener la de equidad de género al interior de la Organización.

Durante el año, en la gestión de la Seguridad y la Salud en el Trabajo, se desarrollaron actividades orientadas a mejorar los comportamientos seguros y las condiciones en los sitios de trabajo, las cuales se describen a continuación:

- **Fomento del auto cuidado y cuidado mutuo y generación de cultura preventiva:** se realizó formación permanente para el personal propio y contratista, sobre su exposición a los riesgos, los estados de consciencia que pueden inducir accidentes y especialmente, sobre la forma en la que se puede prevenir su ocurrencia a través de la evaluación constante de las consecuencias de los actos inseguros.
- **Centros de trabajo seguros y Fatality Prevention Program:** se evaluaron constantemente las condiciones de seguridad con el fin de mejorar los controles operacionales en los riesgos prioritarios (eléctrico, trabajo en alturas e izaje de cargas); se consolidaron además procedimientos de trabajo que aseguraron dichos controles. Se mejoraron las herramientas de control como el sistema de permisos de trabajo, mediante su digitalización y el bloqueo y etiquetado de energías peligrosas en equipos electromecánicos.
- **Seguridad de procesos:** se desarrolló el Plan de Mejora de los Sistemas Contra Incendio de las centrales, el cual busca la orientación de acciones de mejora en la protección de los activos frente a situaciones vulnerables a incendios.
- **Eliminación de estructuras con asbesto:** en alineación con la iniciativa global del Grupo, se continuó con la eliminación de estructuras con asbesto, alcanzando en la Central Termozipa un 86% de retiro. Se confirmó la disponibilidad de contratos para asegurar el control y mantenimiento a equipos y/o estructuras con asbesto en la casa de máquinas que puedan ser intervenidos o que en algún momento puedan generar riesgo de exposición. Para las centrales hidráulicas, se inició con el Programa de Manejo Integral de Asbesto, con la evaluación de la exposición potencial a material con contenido de asbesto en todas las centrales, y se inició el programa de remoción, el cual retiró el 100% del asbesto friable del tejado de la Estación de Bombeo - Muña III.
- **Respuesta ante emergencias:** se contó con un grupo de especialistas para la respuesta ante emergencias en actividades críticas de mantenimientos mayores, con soporte para traslado médico helicoptado en casos de accidente laborales y enfermedades comunes.

- **Prevención de riesgo mecánico:** se intensificaron los programas Safety Moving Parts e Intrinsic Safety. Se continuó con las evaluaciones y valoraciones de equipos y maquinaria con partes móviles que requerían seguridad intrínseca preventiva estableciendo los planes de mejora así como restricciones de acceso y/o recomendaciones de seguridad permanentes.
- **Promoción de la seguridad vial:** se consolidó el Plan Estratégico de Seguridad Vial, que garantiza actividades formativas y preventivas con el fin de prevenir accidentes en vías dentro y fuera de las centrales de generación.
- **Asegurar la promoción de la salud laboral:** se lograron mejoras significativas en la consolidación de procedimientos que garanticen los controles para evitar enfermedades laborales y el adecuado seguimiento a trabajadores con enfermedades de origen común y ocupacional. Estas acciones de mejora fueron reconocidas por el personal en la evaluación de cliente interno.

Energy management

En la gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo, las acciones estuvieron centradas en la prevención y control de la materialización de riesgos que afectarían a sus colaboradores y empresas colaboradoras, reflejándose esto en el cumplimiento de la meta local de Indicador de Frecuencia (IF), Indicador de Severidad (IS) y Accidentes de Trabajo (AT), los cuales se mantuvieron en cero durante todo el año.

En cuanto al control operacional de las empresas colaboradoras, se establecieron los indicadores de seguimiento y monitoreo para medir y controlar su desempeño, esto en cumplimiento de la resolución 1111 de 2017 del Ministerio del Trabajo y de estándares internos de la Compañía. Se efectuaron visitas de inspección planeadas y no planeadas, con el fin de asegurar que los procedimientos y requisitos en gestión de salud, seguridad y calidad se cumplieran de acuerdo a las planificaciones establecidas.

Un total de treinta inspecciones se realizaron a los procesos de telemetría, visitas en fronteras comerciales, seguimiento hidrometeorológico en centrales de generación, *contact center*, transporte, entre otros. Así mismo, se gestionaron e implementaron planes de Seguridad y Salud en el Trabajo, y de calidad en los procesos desarrollados con empresas colaboradoras, con el fin de medir y controlar el cumplimiento de los objetivos, metas y programas definidos. Se realizaron auditorías de segunda parte, como método de evaluación del desempeño del Sistema Gestión, de las cuales se generaron planes de acción para abordar riesgos y desviaciones identificadas.





Como parte del refuerzo de las competencias del personal, se efectuaron capacitaciones en mejora continua, anti-soborno, prevención general, entre otras, y se realizaron específicas a las brigadas de evacuación y primeros auxilios, con el fin de preparar a la Gerencia en caso de presentarse eventos y emergencias. Durante el 2018 se difundieron también campañas de prevención y mejores prácticas para el desarrollo de las labores.

Otras actividades para la gestión de la seguridad y salud en el trabajo

Gestión de los riesgos de seguridad

Se desarrolló el documento Condiciones *Security* para los Proveedores y Contratistas, que Emgesa incluirá a partir de 2019 en todos sus contratos de bienes, obras y servicios. Este clausulado incluye lineamientos que permitirán que sus contratistas y proveedores, garanticen durante la prestación de sus servicios, la implementación de Planes *Security*, que aseguren el cumplimiento de los requisitos que en materia de Gestión de Riesgos *Security* establecen la Empresa y/o las normas vigentes emitidas sobre este tema.

Sistemas de detección contra incendio

Con el fin de dar cumplimiento a la Norma de la Asociación Nacional de Protección contra el Fuego (NFPA), se actualizaron y se pusieron a punto los sistemas de detección de incendio en diferentes sedes de la Empresa, lo cual permite identificar oportunamente los eventos y prevenir daños provocados por algún incendio.

En obras y mejoras locativas se efectuaron adecuaciones en todas las centrales en diversidad de espacios administrativos y operativos, en busca de minimizar riesgos ambientales y de seguridad y salud laboral en la operación de las centrales; como hitos principales se definieron diseños para iniciar la remodelación de las oficinas administrativas de la Central Guaca. Adicionalmente, en la sede Torre 93 se adecuó el centro de gestión de energía y gas y se ejecutaron obras de remodelación y mejoramiento de los espacios colaborativos lo que permitió optimizar la gestión.

Protección de la infraestructura y operación local de la seguridad

En el año 2018 se dio la puesta en operación del *Security Command Center*, que provee una gestión remota y centralizada para fortalecer las medidas de vigilancia y protección de las personas y la infraestructura física y eléctrica de la Compañía, el cual facilita la atención de eventos, la respuesta oportuna ante incidentes y la gestión de riesgos.

Esta iniciativa estuvo acompañada del proyecto de renovación tecnológica de seguridad, el cual durante el año 2018 avanzó con el cambio del 100% de los sistemas de control de acceso y se inició con la renovación de los sistemas de gestión de video vigilancia y de alarmas anti-intrusión, la cual continuará en el 2019, así como la ampliación de la cobertura de seguridad electrónica para toda las instalaciones y activos estratégicos de la Compañía.

GESTIÓN DE AUDITORÍA INTERNA

Durante el 2018 la gestión de auditoría interna estuvo encaminada principalmente a fortalecer y actualizar prácticas y metodologías de Gobierno Corporativo, de cumplimiento y de aseguramiento de riesgos en la Compañía. Así, se logró reforzar el sistema de control interno, 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 2018 se destacan:

Conducta corporativa

En 2018, como parte del modelo de cumplimiento *Enel Global Compliance Program*, se realizaron diferentes actividades con el objetivo de fortalecer el compromiso de los trabajadores frente a la transparencia y la lucha contra la corrupción y el soborno. Dentro de estas se realizaron actualizaciones y emisión de documentos relevantes (gestión de contratos y convenios, selección de personal, flujo de aprobación de necesidades de personal, lineamientos para la aprobación y reporte de operaciones con filiales y vinculados económicos,) y se continuó con la revisión de la matriz del Modelo de Prevención de Riesgos Penales (testeo de controles y seguimiento de riesgos penales presentes en los procesos de la Compañía).

Como hito relevante a destacar en 2018 y reforzando el compromiso del Grupo Enel en Colombia frente a la lucha contra la corrupción y el soborno, Emgesa certificó el Sistema de Gestión Antisoborno (SGAS) en cumplimiento del estándar internacional ISO 37001.

El Sistema permite prevenir, detectar y responder al riesgo de soborno, fortaleciendo la cultura organizacional antisoborno de la Compañía. Lo anterior establece una serie de conductas que proporcionan a la administración, inversores, socios, personal y otros grupos de interés, garantías de que la organización está tomando las medidas necesarias y adecuadas con el objetivo de prevenir, detectar y responder al riesgo de soborno de la forma más adecuada.

El proceso de evaluación de conformidad del estándar para el SGAS se realizó durante el último trimestre del año 2018 y se acreditó de manera satisfactoria el cumplimiento de los requisitos ante un certificador independiente. La obtención de este

certificado representa el compromiso y la aplicación de los estándares internacionales más altos en materia de gestión de riesgos de soborno en los procesos de la Organización.

El Sistema permite fortalecer entre otros aspectos:

- La cultura de transparencia y ética de las Compañías, así como la implementación de buenas prácticas en los procesos con proveedores, subcontratistas y terceros relacionados.
- La efectividad de las políticas, normas y procedimientos del programa de cumplimiento corporativo.
- La alineación con la regulación vigente en el país.

Se encuentra funcionando activamente el Comité de Cumplimiento Interno de Emgesa, que tiene la responsabilidad de monitorear la implementación y adecuación de los programas de cumplimiento enmarcados en herramientas, protocolos y sistemas de control, para asegurar actuaciones transparentes, honestas, justas y éticas en el desempeño de las actividades de la Empresa.

Durante el año, se continuó con el programa de formación en temas de soborno, corrupción, ética y compliance, dirigido a los trabajadores de la Compañía, con el objetivo de reforzar los valores que hacen parte del perfil corporativo de Emgesa, e incentivar la transparencia en todas las actuaciones de quienes tienen relación con la Compañía (empleados, contratistas, proveedores, clientes, gobierno).

De acuerdo con lo programado, en el año se realizaron 35 formaciones a 316 personas. Se reforzaron los conocimientos en Gestión de Contratos, Modelo de Prevención de Riesgos Penales y en el *Enel Global Compliance Program*, se realizaron formaciones del Sistema de Gestión Antisoborno a empleados expuestos al riesgo de soborno y corrupción, y se continuó la inducción a personal en las políticas y protocolos del programa de cumplimiento, Código y Canal Ético, Modelo de Prevención de Riesgos Penales y conflictos de interés.

Adicionalmente, la campaña de comunicación interna #YoLoHagoBien continuó vigente durante 2018. Se realizaron más de 30 piezas de comunicación divulgadas por medios internos como mails, video, intranet y carteleras. Como parte de la estrategia digital se promovió el canal ético para reforzar el compromiso de denuncia ante situaciones que salen del marco ético.



Por otra parte, se monitorearon y gestionaron los mecanismos de consulta o denuncia (canal ético, correos, llamadas, entre otros), con el objetivo de proteger a los denunciantes ante represalias o conductas discriminatorias, asegurando la confidencialidad de su identidad y realizando un adecuado análisis y cierre de los hechos denunciados.

En el 2018 Emgesa continuó su participación activa en la Acción Colectiva para la Ética y Transparencia del Sector Eléctrico, que busca promover la sana competencia, la confianza y la sostenibilidad de las empresas y el sector, considerando las mejores prácticas y los lineamientos globales en materia de transparencia, anticorrupción y cumplimiento normativo. Durante el 2018 se trabajó en la sensibilización y cierre de brechas del sector y de la Empresa frente a los principios de transparencia internacional y en el mapa de riesgos de lavado de activos del sector eléctrico. Emgesa participó en la mesa de trabajo del comité anticorrupción, construyendo el mapa de riesgos de corrupción y definiendo los estándares mínimos de un programa anticorrupción.

Los retos para el futuro contemplan continuar con la actualización e implementación de las mejores prácticas y la consolidación como referentes en el país en materia de gobierno corporativo, compliance, ética, transparencia, y lucha contra la corrupción.

Función de auditoría y aseguramiento de riesgos

Durante todo el 2018 se siguió trabajando en la alineación con las mejores prácticas, teniendo como herramienta el sistema de información que soporta la gestión de la función de auditoría y compliance.

Se finalizó de manera satisfactoria el plan anual de auditoría que contempló la realización de siete trabajos de auditoría, en los que se revisó la gestión de contratos en *large hydro*, gestión de contratos en generación térmica, cumplimiento ambiental en almacenes, gestión del proceso de tesorería y pagos, gestión del patrimonio inmobiliario, contratación y gestión de servicios legales, y la revisión del Gobierno Corporativo de Emgesa, entre otros.

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 Compañía.



Aérea Central Hidroeléctrica Betania

05

RESULTADOS FINANCIEROS



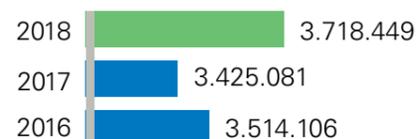
GESTIÓN FINANCIERA

A continuación, se presentan las cifras e indicadores más relevantes:

	2017	2018	Variación
Ingresos Operacionales	3.425.081	3.718.449	8,57%
Costos y gastos Operacionales	1.170.360	1.412.021	20,65%
Margen de Contribución	2.254.721	2.306.428	2,29%
Gastos de Administración	209.445	211.858	1,15%
EBITDA	2.045.277	2.094.570	2,41%
Utilidad antes de Impuestos	1.453.311	1.568.165	7,90%
Provisión Impto de renta	566.256	547.827	-3,25%
Utilidad Neta	887.056	1.020.338	15,03%

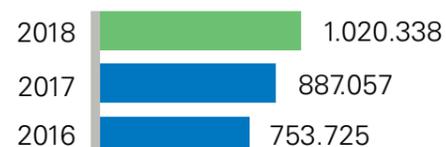
Cifras en millones de pesos

Los ingresos operacionales de Emgesa en 2018 alcanzaron \$3.718.449 millones, mostrando un incremento de 8,57% respecto al año 2017, el comportamiento positivo de los ingresos se explica por: i) mejores precios de energía en el mercado no regulado, así como un repunte en precios en el mercado spot hacia finales del año originado por la incertidumbre del impacto que podría causar el fenómeno del Niño, ii) un mejor desempeño del IPP y iii) un crecimiento en la demanda en el mercado no regulado.



Cifras en millones de pesos

Por su parte, el costo de ventas ascendió a \$1.412.021 millones, superior en un 20,65% con respecto al año anterior, explicado principalmente por: i) el incremento en el costo de las compras de energía (16,1%) en términos anuales derivado de la estrategia de la compañía encaminada a disminuir su generación propia y compensar esta energía a través de compras en contratos y evitar una disminución más acentuada en el precio spot y ii) incremento de 147,5% en el costo de combustibles derivado del incremento en la generación con recursos térmicos, por seguridad del sistema a principios de año y la activación de la planta térmica para ahorrar agua frente a la probabilidad del fenómeno del Niño al cierre del año.



Cifras en millones de pesos

Los gastos de administración, por valor de \$211.858 millones, presentaron un incremento del 1,15% respecto al año anterior, principalmente por mayor costo de personal debido a incremento en la plantilla y mayor ejecución en operación, mantenimiento y servicios medioambientales en las centrales efecto compensado por la eliminación del reconocimiento del impuesto de la riqueza a partir del presente año.

Por lo anterior, el EBITDA se consolidó en \$2.094.570 millones, lo que evidencia un incremento del 2,41% frente al resultado de 2017 y un margen EBITDA del 56,33% sobre los ingresos operacionales.

Finalmente, la utilidad neta de la Compañía durante 2018 fue de \$1.020.338 millones, lo cual representó un incremento del 15,03% con respecto al año anterior, explicado principalmente por una reducción del 14,5% en el gasto financiero neto respecto al año anterior, al pasar de \$351.997 millones en 2017 a \$301.088 millones en 2018. La disminución en el gasto financiero obedeció a i) un menor saldo de deuda promedio en comparación con el mismo período de 2017 y ii) un índice de Precios al Consumidor (IPC) más bajo, al cual se encuentran indexado el 68% de la deuda. Adicionalmente, una menor tasa impositiva efectiva luego de la reforma tributaria de 2016 impulsó el resultado neto de la Compañía, adicional a la aprobación de la Ley de Financiamiento a finales de 2018, que redujo la tarifa del impuesto de renta para los años subsiguientes, implicando una actualización del impuesto diferido en 2018.

A 31 de diciembre de 2018 los activos totales de la Compañía sumaron \$9.249.963 millones, de los cuales el rubro de propiedad, planta y equipo neto, representó el 87% por valor de \$8.041.391 millones, y el efectivo y equivalentes de efectivo ascendieron a \$634.767 millones, equivalente al 6,9% del total de activos.

Frente al corte del 31 de diciembre de 2017, el total de activos presentó un incremento de 2,45%, debido principalmente al *overhaul* en la Central Guavio, obras adicionales en El Quimbo, la ampliación de vida útil y mejora ambiental en Termozipa y a un mayor saldo de caja.

Activos	2017	2018	Variación
Activo Corriente	977.031	1.093.730	11,94%
Activo no Corriente	8.051.340	8.156.233	1,30%
Total Activos	9.028.370	9.249.963	2,45%

Cifras en millones de pesos

El pasivo total de Emgesa al cierre de 2018 fue de \$5.010.715 millones, disminuyendo un 3,27% frente al cierre de 2017, debido principalmente a la amortización de vencimientos de deuda con caja interna.

Pasivo y Patrimonio	2017	2018	Variación
Pasivos Corrientes	1.202.031	1.668.320	38,79%
Pasivos no Corrientes	3.978.053	3.342.395	-15,98%
Total Pasivos	5.180.084	5.010.715	-3,27%
Total Patrimonio	3.848.286	4.239.248	10,16%
Total Pasivo y Patrimonio	9.028.370	9.249.963	2,45%

Cifras en millones de pesos

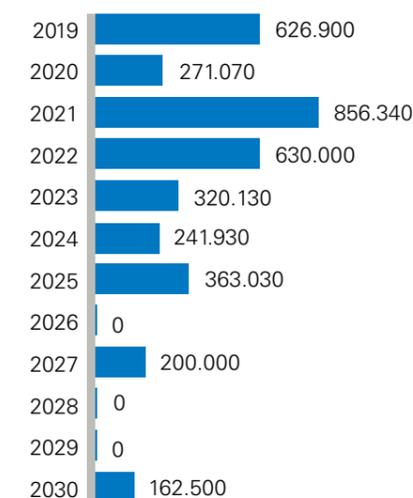
En cuanto al nivel de endeudamiento, al corte del 31 de diciembre de 2018, Emgesa registró una deuda financiera de \$3.803.823 millones, un 9,1% inferior al endeudamiento registrado al cierre del año 2017.

Durante el 2018 se amortizaron \$412.200 millones correspondientes a: vencimientos de bonos locales \$218.000 millones, créditos internacionales \$100.000 millones y créditos locales \$94.000 millones entre los cuales se encuentra el prepago de una obligación por \$58.667 millones.

Así, el capital significativo de la deuda financiera al 31 de diciembre de 2018 se encontraba dividida entre bonos emitidos en el mercado de capitales local por \$2.785.140 millones, bonos indexados a pesos colombianos emitidos en el mercado internacional por \$736.760 millones y créditos bancarios por valor de \$150.000 millones.

Emgesa mantuvo al cierre del año 2018 el 100% de su deuda en pesos. Por otra parte, el 91% de la deuda financiera era a largo plazo (tenía plazo de vencimiento remanente superior a un año). El 68% de la deuda contaba con intereses indexados al IPC, el 4% a IBR, y el 28% restante a tasa fija.

A continuación presentamos el perfil de vencimientos de Emgesa al corte del 31 de diciembre de 2018:



Cifras en millones de pesos

Por su parte, el patrimonio de la Compañía ascendió a \$4.239.248 millones al cierre del 2018 el cual presentó una variación positiva de 10,16%, explicada principalmente por una mayor utilidad del ejercicio y un incremento en las utilidades retenidas.

Dividendos

El 20 de marzo de 2018 la Asamblea General de Accionistas en su sesión ordinaria aprobó la distribución de utilidades del periodo enero a diciembre de 2017, por un monto total de \$623.784 millones, equivalente a una distribución del 70% de las utilidades disponibles.



En 2018 Emgesa pagó un total de \$599.706 millones de pesos en dividendos a sus accionistas correspondientes a la última cuota de los dividendos decretados con cargo a la utilidad neta del año 2016 y a las dos primeras cuotas de los dividendos sobre la utilidad neta de 2017, equivalentes al 70% del dividendo total decretado con cargo a dichas utilidades.

Calificaciones vigentes

El 25 de abril de 2018 Fitch Ratings Colombia afirmó en 'AAA(col)' y 'F1+(col)' las Calificaciones Nacionales de Largo Plazo y Corto Plazo respectivamente, de Emgesa S.A. ESP. Asimismo, afirmó en 'AAA(col)' la calificación del Programa de Bonos y Papeles Comerciales por COP3,715 billones de Emgesa con perspectiva estable.

Igualmente, la calificación internacional de Emgesa como emisor de deuda corporativa de largo plazo en moneda local y extranjera fue ratificada en BBB por Standard & Poor's el 24 de agosto de 2018 y por Fitch Ratings el 25 de abril de 2018 con perspectiva estable.

En el caso de Fitch Ratings, la calificación 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 que, aunado a las necesidades limitadas de inversiones de capital, fundamenta la expectativa de una reducción mayor del apalancamiento en el mediano plazo. Resaltó además que las calificaciones incorporan el efecto positivo en la generación de caja, así como la importancia estratégica de Emgesa para sus accionistas.

Por su parte, Standard & Poor's destacó que Emgesa continúa beneficiándose de métricas de crédito saludables, como una subsidiaria fundamental de Enel, lo que permite calificarla por arriba de la calificación soberana de Colombia.

Reconocimiento Investor Relations

El 4 de octubre de 2018 Emgesa recibió por sexto 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.

Gestión tributaria

La gestión en 2018 se focalizó en una participación activa sobre las operaciones de la Compañía como se describe a continuación:

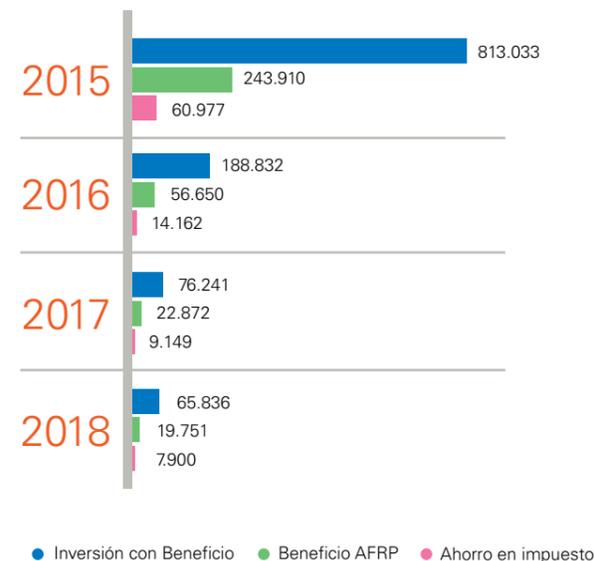
La gestión en los litigios tributarios arrojó resultados positivos durante el año 2018, especialmente el proceso que se llevaba por el Impuesto de Industria y Comercio contra el Municipio de Yaguará (Cauca) por el año 2003 por una cuantía de \$33.678.309.665, en el cual se obtuvo sentencia favorable en segunda instancia.

Igualmente, se pudo cerrar favorablemente la discusión que se tenía con Caja de Compensación Familiar COMPENSAR, respecto a la procedencia de la exención de la contribución especial de solidaridad por los años 2009 a 2012 por una cuantía de \$679.641.826, y que se encontraba con una probabilidad de pérdida del 60%. Lo anterior, considerando que la Sección Cuarta del Consejo de Estado declaró probada la excepción de inepta demanda toda vez que no fueron demandadas las facturas que originaban la obligación.

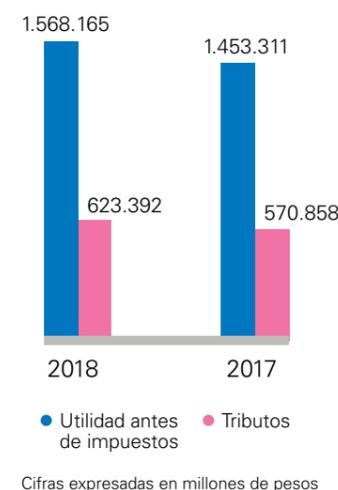
Se obtuvo dictamen sin salvedades del auditor externo sobre el cumplimiento de las obligaciones del contrato de estabilidad jurídica, que permitió mantener el beneficio de deducción especial en activos fijos reales productivos de renta para el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo.

Así mismo, dado que dichos activos se encuentran cubiertos con el beneficio del contrato de estabilidad jurídica, se logró optimizar el resultado de la Compañía con una mayor deducción, producto de poder tomar las vidas útiles fiscales que permiten las normas tributarias, antes de la entrada en vigencia de la reforma tributaria de 2016.

En los últimos cuatro años la inversión en el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo ha dado lugar a la deducción especial en activos fijos reales productivos, generando ahorros en impuestos como se indica a continuación:



La carga tributaria pagada de Emgesa incluyendo todos los tributos nacionales y locales, de los últimos dos años es la siguiente:



Control interno

Emgesa cuenta con un modelo de control interno enfocado al aseguramiento del reporte financiero en cumplimiento de la Ley de Estados Unidos Sarbanes Oxley (SOX) de 2002 y la Ley Italiana 262 de 2005, sujeto a la autoevaluación semestral por parte de los responsables de controles y a diferentes auditorías.

El personal directivo y los demás responsables de controles realizaron el proceso semestral de autoevaluación y certificación del Modelo de Control Interno, y confirmaron su responsabilidad por establecer, mantener y evaluar la efectividad del Modelo de Control Interno del Reporte Financiero de la Compañía.

Atendiendo a la responsabilidad de monitoreo interno sobre el Modelo de Control Interno, la firma Deloitte&Touche ejecutó este proceso sin identificar asuntos significativos, y concluyó que este modelo opera de forma efectiva.

Adicionalmente, la firma Ernst & Young como revisor fiscal y auditor externo durante el año 2018, auditó los procesos y controles relevantes y sus resultados fueron comunicados al Comité de Auditoría de la Compañía, sin identificar deficiencias de diseño y operatividad significativas referentes al modelo de control interno del Reporte Financiero.

Para los asuntos identificados en el proceso de autoevaluación semestral y los identificados en las auditorías, se diseñaron los planes de acción orientados a mitigar las observaciones recibidas y promover el mejoramiento continuo del control interno.

Política de accesos

En el año 2018 se realizó la certificación de accesos a los sistemas de información relevantes que se encuentran bajo el esquema del Modelo de Control Interno de información financiera en cumplimiento de las políticas de control interno de Emgesa.

Facturación electrónica

En cumplimiento de la Resolución 000010 de febrero 6 de 2018, a partir del 1 de diciembre Emgesa implementó la expedición y recepción de facturación electrónica a clientes y proveedores.

Entrada en vigencia de nuevas Normas NIIF

A partir del 1 de enero del 2019 entrará en vigencia la NIIF 16 "Arrendamientos" al marco normativo contable aceptado en Colombia, la cual reemplaza cuatro normas relacionadas, y establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y divulgación de los arrendamientos e incluye un modelo único de contabilización para el arrendatario.

Para la transición de la norma, Emgesa inició espera un impacto inmaterial en el estado de situación financiera. Los efectos de la transición si los hubiere, serán reflejados en las ganancias acumuladas al inicio del periodo 2019.

06

ESTADOS FINANCIEROS SEPARADOS

Estados Financieros Separados

Emgesa S.A. E.S.P.

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y por el periodo de doce meses terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017 con Informe de Revisor Fiscal.

enel
emgesa

Informe del Revisor Fiscal

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

Informe Sobre los Estados Financieros

He auditado los estados financieros separados adjuntos de Emgesa S.A. E.S.P., que comprenden el estado de situación financiera separado al 31 de diciembre de 2018 y los correspondientes estados 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.

Responsabilidades de la Administración en Relación con los Estados Financieros

La Administración es responsable por la preparación y correcta presentación de los estados financieros de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF); de diseñar, implementar y mantener el control interno relevante para la preparación y correcta presentación de los estados financieros separados 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.

Responsabilidad del Auditor

Mi responsabilidad es la de expresar una opinión sobre los mencionados estados financieros separados fundamentada en mi auditoría. He llevado a cabo mi auditoría de acuerdo con normas internacionales de auditoría aceptadas en Colombia. Dichas normas exigen 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 profesional 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 separados.

Considero que la evidencia de auditoría obtenida proporciona una base razonable para emitir mi opinión.

Opinión

En mi opinión, los estados financieros separados adjuntos, 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 2018, 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.

Otros Asuntos

Los estados financieros separados bajo normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia de Emgesa S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2017, que hacen parte de la información comparativa de los estados financieros separados adjuntos, fueron auditados por mí, de acuerdo con normas internacionales de auditoría aceptadas en Colombia, sobre los cuales expresé mi opinión sin salvedades el 14 de febrero de 2018.

Otros Requerimientos Legales y Reglamentarios

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; y 3) Conservar la correspondencia y los comprobantes de las cuentas. Adicionalmente, existe concordancia entre los estados financieros separados adjuntos 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. El informe correspondiente a lo requerido por el artículo 1.2.1.2 del Decreto 2420 de 2015 lo emití por separado el 20 de febrero de 2019.



Angela María Guerrero Olmos

Revisor Fiscal

Tarjeta Profesional 104291-T

Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530

Bogotá D.C., Colombia
20 de febrero de 2019

Emgesa S.A. E.S.P.
Estados de Situación Financiera – Separados

(Miles de pesos)

	Nota	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
ACTIVO			
<i>Activo Corriente:</i>			
Efectivo y equivalentes de efectivo, neto	4	\$ 634.767.165	\$ 563.551.759
Otros activos financieros, neto	5	85.969.598	64.360.417
Otros activos no financieros, neto	6	19.027.599	20.978.092
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	7	152.986.102	274.644.719
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	135.427.801	2.733.906
Inventarios, neto	9	65.551.826	50.761.757
Total activo corriente		1.093.730.091	977.030.650
<i>Activo No Corriente:</i>			
Otros activos financieros, neto	5	1.923.594	3.266.532
Otros activos no financieros, neto	6	7.611.813	7.413.298
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	7	16.979.005	17.663.575
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	–	1.136.816
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	10	9.044.889	568.629
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	11	79.282.827	73.778.504
Propiedades, planta y equipo, neto	12	8.041.391.221	7.947.512.389
Total activo no corriente		8.156.233.349	8.051.339.743
Total Activo		\$ 9.249.963.440	\$ 9.028.370.393
Pasivo y patrimonio			
<i>Pasivo corriente:</i>			
Otros pasivos financieros	13	\$ 761.644.281	\$ 462.582.103
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	14	390.931.680	216.871.528
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	189.108.090	156.864.411
Otras provisiones	15	83.963.304	92.361.840
Pasivos por impuestos de renta	16	169.973.468	161.314.896
Provisiones por beneficios a los empleados	17	30.791.084	30.525.546
Otros pasivos no financieros	19	41.908.207	81.510.422
Total pasivo corriente		1.668.320.114	1.202.030.746
<i>Pasivo no corriente:</i>			
Otros pasivos financieros	13	3.042.178.911	3.723.182.711
Otras provisiones	15	120.395.854	143.695.710
Provisiones por beneficios a los empleados	18	79.386.870	77.059.947
Pasivo por impuestos diferidos	18	100.433.685	34.114.979
Total pasivo no corriente		3.342.395.320	3.978.053.347
Total pasivo		\$ 5.010.715.434	\$ 5.180.084.093

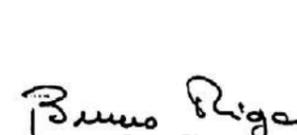
Estados de Situación Financiera – Separados (Continuación)

(Miles de pesos)

	Nota	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Patrimonio			
Capital emitido	20	\$ 655.222.313	\$ 655.222.313
Primas de emisión		113.255.816	113.255.816
Otras reservas	20	566.750.629	569.595.764
Otro resultado integral (ORI)		-23.850.401	-20.716.160
<i>Utilidad del periodo</i>		1.020.338.048	887.055.685
<i>Utilidades retenidas</i>		437.311.071	171.194.366
<i>Utilidad por efecto de conversión a NIIF</i>		1.470.220.530	1.472.678.516
Ganancias acumuladas		2.927.869.649	2.530.928.567
Total Patrimonio		4.239.248.006	3.848.286.300
Total pasivo y patrimonio		\$ 9.249.963.440	\$ 9.028.370.393

Las notas son parte integral de los Estados Financieros.

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.


Bruno Riga
Representante Legal


Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Ángela María Guerrero Olmos
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 104291-T
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2019)

Emgesa S.A. E.S.P. Estados de Resultados, por Naturaleza – Separados

(Miles de pesos, excepto por la utilidad por acción)

	Nota	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Ingresos de actividades ordinarias	21	\$ 3.667.452.751	\$ 3.400.005.643
Otros ingresos de explotación	21	50.996.157	25.075.258
Total ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de explotación		3.718.448.908	3.425.080.901
Aprovisionamientos y servicios	22	(1.412.020.726)	(1.170.359.622)
Margen de contribución		\$ 2.306.428.182	\$ 2.254.721.279
Trabajos para el inmovilizado		7.773.531	2.688.671
Gastos de personal	23	(90.715.014)	(80.533.005)
Otros gastos fijos de explotación	24	(128.916.425)	(131.600.438)
Resultado bruto de explotación		2.094.570.274	2.045.276.507
Depreciaciones y amortizaciones	25	(216.269.595)	(210.256.564)
Pérdidas (recuperación) por deterioro	25	(2.426.192)	429.180
Resultado de explotación		1.875.874.487	1.835.449.123
Ingresos financieros	26	24.685.196	27.050.275
Gastos financieros	26	(332.963.582)	(384.347.545)
Gasto financiero capitalizado	26	7.977.253	5.745.998
Diferencias de cambio	26	(786.833)	(445.537)
Resultado financiero		(301.087.966)	(351.996.809)
Resultado de otras inversiones			
Resultado por otras inversiones		97.587	59.141
Resultados en ventas de activos	27	(6.719.474)	(30.200.139)
Resultados antes de impuestos		1.568.164.634	1.453.311.316
Gasto por impuestos a las ganancias	28	(547.826.586)	(566.255.631)
Utilidad del periodo		\$ 1.020.338.048	\$ 887.055.685
Utilidad por acción básica			
Utilidad por acción básica en operaciones continuadas (*)	29	6.801,24	5.910,35
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		148.914.162	148.914.162

Las notas son parte integral de los Estados Financieros.

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.


Bruno Riga
Representante Legal


Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Ángela María Guerrero Olmos
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 104291-T
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2019)

Emgesa S.A. E.S.P. Estados de Resultados Integrales – Separados

(Miles de pesos)

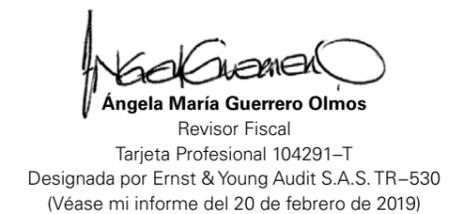
	Nota	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Utilidad del Ejercicio		\$ 1.020.338.048	\$ 887.055.685
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:			
(Pérdidas) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI	5-30	(1.342.940)	(2.432.129)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	30	(5.747.248)	145.401
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	30	959	-
Otro resultado del periodo, antes de impuestos		(7.089.229)	(2.286.729)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:			
Ganancias (Pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	30	3.754.778	(5.288.417)
Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos		3.754.778	(5.288.417)
Impuesto a la ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	30	564.163	226.749
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificara al impuesto del periodo		564.163	226.749
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	30	(363.953)	224.383
Otro resultado integral		(3.134.241)	(7.124.013)
Resultado integral total	30	\$ 1.017.203.807	\$ 879.931.672

Las notas son parte integral de los Estados Financieros.

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.


Bruno Riga
Representante Legal


Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Ángela María Guerrero Olmos
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 104291-T
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2019)

Emgesa S.A. E.S.P.

Estados de Cambios en el Patrimonio – Separados

(Miles de pesos)

	Nota	Capital emitido	Prima de emisión	Otras reservas			Otro resultado integral			Total Patrimonio
				Reserva Legal	Reserva Estatutaria	Reserva Ocasional	Ganancias y pérdidas por nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable y cobertura de flujo de efectivo	Ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Ganancias acumuladas	
Patrimonio inicial al 31 de diciembre de 2016		\$ 655.222.313	\$ 113.255.816	\$ 327.611.157	\$ 178.127	\$ 176.473.996	\$ 4.843.147	\$ (18.435.294)	\$ 2.236.812.614	\$ 3.495.961.876
Cambios en el patrimonio										
Resultado integral										
Utilidad del periodo		-	-	-	-	-	-	-	887.055.685	887.055.685
Otro resultado integral	30	-	-	-	-	-	(7.496.163)	372.150	-	(7.124.013)
Resultado integral		-	-	-	-	-	(7.496.163)	372.150	887.055.685	879.931.672
Dividendos reconocidos como distribuciones a los propietarios		-	-	-	-	-	-	-	(527.607.248)	(527.607.248)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio		-	-	-	-	65.332.484	-	-	(65.332.484)	-
Total incremento (disminución) en el patrimonio		-	-	-	-	65.332.484	(7.496.163)	372.150	294.115.953	352.324.424
Patrimonio final al 31 de diciembre de 2017		\$ 655.222.313	\$ 113.255.816	\$ 327.611.157	\$ 178.127	\$ 241.806.480	\$ (2.653.016)	\$ (18.063.144)	\$ 2.530.928.567	\$ 3.848.286.300
Cambios en el patrimonio										
Resultado integral										
Utilidad del periodo		-	-	-	-	-	-	-	1.020.338.048	1.020.338.048
Otro resultado integral	30	-	-	-	-	-	2.048.844	(5.183.085)	-	(3.134.241)
Resultado integral		-	-	-	-	-	2.048.844	(5.183.085)	1.020.338.048	1.017.203.807
Dividendos reconocidos como distribuciones a los propietarios		-	-	-	-	-	-	-	(623.784.115)	(623.784.115)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	20	-	-	-	-	(2.845.135)	-	-	387.149	(2.457.986)
Total incremento (disminución) en el patrimonio		-	-	-	-	(2.845.135)	2.048.844	(5.183.085)	396.941.082	390.961.706
Patrimonio final al 31 de diciembre de 2018		\$ 655.222.313	\$ 113.255.816	\$ 327.611.157	\$ 178.127	\$ 238.961.345	\$ (604.172)	\$ (23.246.229)	\$ 2.927.869.649	\$ 4.239.248.006

Las notas son parte integral de los Estados Financieros.

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.


Bruno Riga
Representante Legal


Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Ángela María Guerrero Olmos
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 104291-T

Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2019)

Emgesa S.A. E.S.P.

Estados de Flujos de Efectivo Separados, método directo

(Miles de pesos)

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
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>	\$ 3.966.164.725	\$ 3.418.222.843
<i>Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias</i>	27.622.591	26.237.779
<i>Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas</i>	22.645.686	-
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación:		
<i>Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios</i>	(1.525.931.428)	(1.286.241.265)
<i>Pagos y/o por cuenta de los empleados</i>	(90.021.449)	(91.474.668)
<i>Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas</i>	(21.561.807)	(20.445.048)
<i>Otros pagos por actividades de operación</i>	(8.554.302)	(72.561.552)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	2.370.364.016	1.973.738.089
Impuestos a las ganancias pagados	(471.236.449)	(416.402.077)
Otras salidas de efectivo	(34.399.199)	(51.994.852)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	1.864.728.368	1.505.341.160
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión:		
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios	(7.162.460)	53.577
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	(417.400.000)	(130.500.000)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	395.000.000	83.500.000
Préstamos a entidades relacionadas	(81.000.000)	-
Compras de propiedades, planta y equipo	(260.109.172)	(321.505.445)
Cobros a entidades relacionadas	448.526	-
Intereses recibidos Actividades Inversión	19.205.113	20.779.720
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	(351.017.993)	(347.672.148)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación:		
Importes procedentes de préstamos	-	100.000.000
Préstamos de entidades relacionadas	-	46.808.489
Reembolsos de préstamos	(524.517.306)	(340.666.667)
Dividendos pagados accionistas	(599.705.710)	(597.438.747)
Intereses pagados financiación	(314.963.962)	(373.212.968)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	(2.366.183)	(1.993.499)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	-	(46.808.489)
Otras salidas de efectivo financiación	(941.808)	(883.316)
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	\$ (1.442.494.969)	\$ (1.214.195.197)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	\$ 71.215.406	\$ (56.526.185)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	71.215.406	(56.526.185)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	563.551.759	620.077.944
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	\$ 634.767.165	\$ 563.551.759

Las notas son parte integral de los Estados Financieros.

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.


Bruno Riga
Representante Legal


Alba Lucía Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Angela María Guerrero Olmos
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 104291-T
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2019)





Índice

1. Información general.....	106
2. Bases de presentación	111
3. Políticas Contables	116
4. Efectivo y equivalente de efectivo, neto.....	145
5. Otros activos financieros, neto.....	146
6. Otros activos no financieros, neto.....	148
7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	150
8. Saldos y transacciones con partes relacionadas	153
9. Inventarios, neto.....	157
10. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	158
11. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto.....	158
12. Propiedades, planta y equipo, neto	160
13. Otros pasivos financieros	164
14. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar.....	171
15. Provisiones	172
16. Impuestos por pagar	175
17. Provisiones por beneficios a los empleados.....	179
18. Impuestos diferidos, neto.....	183
19. Otros pasivos no financieros	185
20. Patrimonio	185

21. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos.....	189
22. Aprovisionamientos y servicios	193
23. Gastos de personal.....	195
24. Otros Gastos Fijos de Explotación	195
25. Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro.....	196
26. Resultados financieros	196
27. Venta y disposición de activos.....	198
28. Gasto por impuesto a las ganancias.....	198
29. Utilidad por acción	200
30. Resultado integral.....	200
31. Activos y pasivos en moneda extranjera	201
32. Sanciones	202
33. Otros seguros.....	203
34. Compromisos y contingencias	203
35. Mercado de Derivados Energéticos	206
36. Gestión de riesgos	207
37. Valor razonable.....	210
38. Categorías de activos financieros y pasivos financieros.....	211
39. Aprobación de Estados Financieros	212
40. Eventos Subsecuentes.....	212



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 y 143 de 1994.

La Compañía fue constituida mediante escritura pública No.003480 de la Notaría 18 de Bogotá D.C. del 15 de octubre de 1980 e inscrita ante la Cámara de Comercio el 17 de agosto de 2007 bajo el número 01151755 del libro IX, matrícula mercantil No. 01730333, con aporte de los activos de generación del Grupo Energía Bogotá S. A. E.S.P. (antes Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P) con el 51.51% de las acciones (ordinarias y preferenciales sin derecho a voto) y los aportes en efectivo de los demás inversionistas con el 48.49% de las acciones (ordinarias).

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

Emgesa S.A. E.S.P. es filial de Enel Américas S.A., entidad controlada en su porción mayoritaria por Enel S.P.A. (en adelante, Enel).

La situación de Grupo Empresarial inscrita en el registro mercantil de la Cámara de Comercio de Bogotá, fue actualizada mediante registro No. 02316803 del libro IX del 28 de marzo de 2018, sin producirse ninguna modificación respecto la casa matriz (Enel S.P.A.). La situación de Grupo Empresarial es ejercida por la sociedad Enel S.P.A (matriz) indirectamente sobre las sociedades Emgesa S.A. E.S.P. y Codensa S.A. E.S.P. a través de la sociedad Enel Américas S.A.; indirectamente sobre la Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. E.S.P. a través de Emgesa S.A. E.S.P.; indirectamente sobre la sociedad Inversora Codensa S.A. E.S.P. a través de Codensa S.A. E.S.P.; indirectamente sobre las sociedades Enel Green Power Colombia S.A.S E.S.P. y El Paso Solar S.A.S. E.S.P. a través de Enel Green Power S.P.A. El 21 de junio de 2018 mediante registro No. 1171351 se actualizó el registro del Grupo Empresarial en el sentido de incluir en dicho Grupo a la Fundación Enel y la sociedad Enel X Colombia S.A. E.S.P.

Objeto Social – La Compañía tiene por objeto principal la generación y comercialización de energía eléctrica en los términos de la Ley 143 de 1994 y las normas que la reglamenten, adicionen y 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 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; la importación de combustibles líquidos derivados del petróleo para la generación de energía, así como la importación de gas natural para la generación de energía y/o su comercialización. 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 o 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 actos, bien sea civiles, laborales, comerciales o financieros o de cualquier naturaleza que sean necesarios, convenientes o apropiados para el logro de sus fines, incluyendo la participación en mercados de derivados financieros de commodities energéticos; dar a , o recibir de, sus accionistas, matrices, subsidiaria, 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 o extranjeras, para adelantar actividades relacionadas, conexas o complementarias con su objeto social.

Cambio del objeto social de la Compañía – el 18 de diciembre de 2017 se realizó una sesión extraordinaria de la Asamblea General de Accionistas en la cual se aprobó la apertura de nuevas líneas de negocio y como consecuencia de lo anterior, la ampliación del objeto social de la Compañía en el sentido de incluir dentro del mismo (i) la importación de combustibles líquidos derivados del petróleo para la generación de energía, así como la importación de gas natural para la generación de energía y/o su comercialización y (ii) la participación en mercados de derivados financieros de commodities energéticos. La protocolización y posterior registro de esta modificación a los Estatutos Sociales respecto al objeto social de la Compañía, estaba condicionada a la aprobación de este cambio por la Asamblea de Tenedores de Bonos, la cual impartió su aprobación el pasado 3 de mayo de 2018. Mediante escritura pública No. 1555 del 17 de mayo del 2018 de la Notaría No. 11 del círculo de Bogotá se protocolizó la reforma estatutaria que da cuenta de lo anterior y fue registrada en el registro público de la Cámara de Comercio el 25 de mayo de 2018.

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

Central	Tecnología	Capacidad Declarada
Guavio	Hidráulica	1.259,9 MW
Betania	Hidráulica	540,0 MW
El Quimbo	Hidráulica	396,0 MW
Guaca	Hidráulica	324,0 MW
Paraíso	Hidráulica	276,0 MW
Charquito	Hidráulica	19,4 MW
Tequendama	Hidráulica	56,8 MW
Limonar	Hidráulica	18,0 MW
Laguneta	Hidráulica	18,0 MW
Dario Valencia	Hidráulica	150,0 MW
Salto II	Hidráulica	35,0 MW
Termozipa	Térmica	224,0 MW
Cartagena	Térmica	184,0 MW

Comercialización de Gas

El nuevo año regulatorio de gas inició el 1 de diciembre de 2018, para este nuevo inicio la Compañía sigue siendo un actor relevante en el mercado de comercialización de gas natural en Colombia, se iniciaron siete nuevos contratos con clientes industriales, ingresando cuatro clientes nuevos y consolidando relaciones con tres clientes. Las ventas realizadas a diciembre de 2018 fueron de 79.5 Mm3 con un margen variable de \$4.219.526 lo que significó un aporte del 0.18% del margen variable de la Compañía, mientras que en el 2017 las ventas fueron de 72.9 Mm3 y margen variable por \$3.420.220.

Durante el 2018, la Compañía se ha mantenido activa en el proceso de venta en el mercado secundario, a través de negaciones de suministro y transporte intradiarias.

Marco legal y regulatorio

Para el establecimiento del nuevo marco ordenado por la Constitución, se expidieron 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 principal institución del sector energético es el Ministerio de Minas y Energía (MME) que a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), elabora el Plan Energético Nacional, el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión y el plan de abastecimiento de gas natural. En el caso de la generación este plan es indicativo, mientras que en la transmisión es vinculante. 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.

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.

El mercado eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores pueden transar la energía por medio de contratos bilaterales o a través de un mercado de corto plazo denominado “Bolsa de Energía”, que opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Además, para promover la expansión del sistema, se realizan subastas de largo plazo de energía firme, dentro del esquema de “Cargo por Confiabilidad”. La operación y la administración del mercado la realiza XM, que tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho (CND) y Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

Mediante la Ley 1715 de 2014 se 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. Posteriormente se reglamentó la Ley 1715 a través del Decreto 2143 de 2015.

Así mismo, la CREG publicó la Resolución 24 de 2015, que regula la actividad de autogeneración a gran escala, y la UPME publicó la Resolución N° 281 de 2015 que define el límite de autogeneración a pequeña escala igual a 1MW.

Adicionalmente, la CREG expidió las resoluciones 11 y 212 de 2015, que promueven mecanismos de respuesta de la demanda. Así mismo, la autoridad regulatoria publicó la resolución 61 de 2015 para determinar la metodología para calcular la energía firme de plantas eólicas con el fin de permitir su participación en el esquema de Cargo por Confiabilidad, la cual fue recientemente modificada por la resolución No.167 de 2017. El Ministerio de Minas y Energía publicó en 2015 el Decreto N° 1623, que reglamenta las políticas de expansión de cobertura, y el Decreto N° 2143 que define los lineamientos para la aplicación de los incentivos fiscales y tributarios establecidos en la Ley N° 1715. En 2016, la UPME publicó la Resolución N° 45, que define los procedimientos para solicitar los certificados que avalan los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (“FNCE”) y la lista de bienes y servicios exentos de arancel o de impuesto al valor agregado (“IVA”).

Con la adopción del Plan de Acción Indicativo 2017-2022 para el desarrollo del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROURE) por parte del Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución 41286 de 2016, se definen los objetivos y metas indicativas de eficiencia energética y acciones y medidas sectoriales y estrategias.

En septiembre 2017, el Ministerio de Minas y Energía emitió el Decreto 1543, por el cual se reglamente el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía – FENOGE, cuyo objetivo es financiar programas de FNCE y gestión eficiente de la energía, a través de su fomento, promoción, estímulo e incentivo, a través del patrimonio autónomo. Se podrán

financiar parcial o totalmente, entre otros, programas y proyectos dirigidos al sector residencial de estratos 1, 2 y 3, tanto para la implementación de soluciones de autogeneración a pequeña escala, como para la mejora de eficiencia energética mediante la promoción de buenas prácticas, equipos de uso final de energía, adecuación de instalaciones internas y remodelaciones arquitectónicas.

El Manual Operativo del FENOGE, que contiene aspectos relacionados con: fuentes de financiación, destinación de los recursos, estructura organizacional, metodología de presentación y selección de proyectos y el proceso de ejecución, fue publicado recientemente mediante la Resolución MME 41407 de 2017.

Durante el 2017, la CREG publicó el Documento 161 mediante el cual planteó cuatro alternativas para la integración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR) al parque generador, entre las que se encuentran: i) Prima verde, ii) Contratos de largo plazo pague lo generado, iii) Contratos de largo plazo de energía media y iv) Contratos de largo plazo pague lo contratado.

En febrero se expidió la Resolución CREG 030 de 2018 con los procedimientos simplificados para autorizar la conexión de Autogeneradores Distribuidos de Pequeña Escala (menores a 1 MW), Autogeneradores de Gran Escala hasta 5 MW y Generadores Distribuidos (definidos hasta 0,1 MW) que emplean Fuentes de Energías Renovables No Convencionales (FNCR). En el caso de recursos menores a 100 kW se definió un procedimiento mediante un formulario de registro ante el Distribuidor, sin necesidad de estudios de conexión que supone plazos muy cortos de revisión de la solicitud (5 días), así como de pruebas y conexión (2 días), que exige en todo caso condiciones técnicas mínimas en materia de protecciones y seguridad eléctrica.

El Ministerio de Minas y Energía a través del Decreto 0570 de marzo de 2018, define los lineamientos de política pública para la contratación de Energía de Largo Plazo. Los objetivos del Decreto son: fortalecer la resiliencia de la matriz de generación a través de la diversificación del riesgo, promover la competencia y la eficiencia en la formación de precios a través de proyectos nuevos y existentes, mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático, a través del aprovechamiento de los recursos renovables disponibles, fortalecer la seguridad energética nacional y reducir las emisiones de gases efecto invernadero, de acuerdo con compromisos COP 21.

Dando continuidad al citado Decreto, el Ministerio de Minas y Energía expide las Resoluciones 40791 y 40795 de agosto de 2018, finalizando el ciclo de construcción de la política pública que permitirá cumplir con los objetivos de fortalecer, complementar y diversificar la matriz energética del país y marcando un hito histórico como lo es el lanzamiento de la primera subasta de energía eléctrica a largo plazo en el país. Como elemento fundamental de la expedición de estas resoluciones, se crea una subasta de energía de largo plazo que permitirá, entre otros, la mayor incorporación de energías renovables al sistema energético nacional.

A través de las resoluciones 41307 y 41314 de diciembre de 2018, el Ministerio de Minas y Energía convocó oficialmente a la primera subasta de energía eléctrica de contratación a largo plazo, que se llevará a cabo el 26 de febrero de 2019 y busca diversificar, complementar e impulsar la competitividad de la matriz energética, haciéndola más resistente a la variabilidad climática, aportando a la reducción de emisiones de dióxido de carbono y garantizando la seguridad energética del país.

Este proceso adjudicará 1.183.000 megavatios-hora año, a través de contratos de energía media anual a largo plazo con una vigencia de 12 años. La fecha de inicio de las obligaciones de los proyectos de generación que sean asignados será el 1 de diciembre de 2021.

La subasta solo tendrá en cuenta proyectos de generación de energía cuya fecha inicial de operación sea posterior al 31 de diciembre de 2017, los cuales serán evaluados con base en cuatro criterios: resiliencia, complementariedad de los recursos, seguridad energética regional y reducción de emisiones de CO2.



El Ministerio de Minas y Energía publicará la minuta del contrato a más tardar la primera semana de enero de 2019, mientras que la Unidad de Planeación Minero-Energética UPME, entidad responsable de la administración del mecanismo, revelará los pliegos de bases y condiciones específicas para la subasta en la misma fecha.

En cuanto a la energía en firme para el cargo por confiabilidad, la CREG publicó las resoluciones 167 y 201 de 2017, mediante las cuales define la metodología para calcular la energía en firme de las plantas eólicas y solares. Adicionalmente la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) mediante la Resolución 140 de 2017, definió una nueva metodología para el cálculo del precio de escasez del Cargo por Confiabilidad, el cual se denomina precio marginal de escasez (PME); este PME regirá para las asignaciones de Obligaciones de Energía en Firme (OEF) que se realicen en un futuro, y por ende, representará el precio al que se remunerará dicha energía, durante un periodo crítico. Con esta nueva metodología de cálculo se evitan desacoples entre el costo de generación local y marcadores de precios de combustibles en el mercado internacional, pues el precio marginal de escasez refleja los costos de combustibles locales.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, con la publicación de las resoluciones CREG 083 y 084 de julio de 2018, fijó la oportunidad para asignar obligaciones de energía del Cargo por Confiabilidad para los periodos 2019-2020, 2020-2021 y 2021-2022, y convocó a una subasta de reconfiguración de venta de energía para el periodo 2018-2019.

Ambas medidas regulatorias buscan asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente para el país en el mediano y largo plazo y se expidieron luego del análisis de balance de energía firme del sistema. Este análisis se hizo con base en las proyecciones de demanda de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la energía firme de las plantas existentes y la información relevante sobre su historia de generación y los posibles escenarios de entrada de nuevos proyectos.

De igual manera la CREG, definió las condiciones para la convocatoria a una subasta del cargo por confiabilidad para la asignación de los proyectos de generación de energía eléctrica que puedan entrar en operación en el periodo 2022-2023. A través de esta decisión regulatoria se convoca una subasta del cargo por confiabilidad, esquema mediante el cual los generadores se comprometen a entregar un producto denominado energía en firme con el cual se busca cubrir el suministro de energía a la demanda nacional, incluso en los momentos de hidrología más crítica.

La resolución establece entre otros aspectos, que la subasta a realizar se hará mediante el mecanismo de sobre cerrado, es decir, cambia con relación a subastas del cargo por confiabilidad realizadas en años anteriores que fueron mediante subastas de reloj descendente.

Por su parte, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (“MADS”), publicó el 3 de agosto de 2016, la Resolución 1283 de 2016, por la cual se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables (“FNCER”) y gestión eficiente de la energía, para obtener los beneficios tributarios que tratan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la antes mencionada Ley 1715 de 2014. Así mismo, el MADS publicó el 11 de agosto de 2016, la Resolución 1312, la cual adopta los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de fuentes de energía eólica continental, así como la Resolución 1670 del 15 de agosto de 2017 mediante la cual adoptó los términos de referencia para la elaboración del Estudio de impacto Ambiental-EIA, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de energía solar fotovoltaica.

Por último, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, mediante Decreto 2462 del 28 de diciembre de 2018 establece que solo requerirán de Diagnóstico Ambiental de Alternativas – DAA, los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa que provienen de biomasa para generación de energía con capacidad instalada superior a 10 MW, excluyendo las fuentes de energía solar, eólica, geotérmica y mareomotriz.

La regulación en el sector del gas natural, se encamina en el cumplimiento de los objetivos definidos en la Ley 142 de 1994: i) garantizar la calidad del servicio para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, ii) la ampliación permanente de la cobertura, iii) la prestación continua e ininterrumpida del servicio, iv) la prestación eficiente, v) la libertad de competencia y la no utilización abusiva de posición dominante.

A partir de la expedición del Decreto 2100 de 2011, se ha expedido una regulación orientada especialmente a asegurar y garantizar el abastecimiento, la confiabilidad y la continuidad del servicio en el sector de gas natural. En este sentido, se han definido instrumentos regulatorios con el fin de incentivar las importaciones y el aumento de la producción de gas, estandarización de modalidades contractuales con el objeto de asegurar la atención de la demanda esencial en firme, definición de mecanismos de negociación que promuevan la competencia y la fijación de precios eficientes, y la creación y consolidación de un gestor de mercado con el fin disponer de manera oportuna de información operativa y comercial del sector.

El Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40006 de 2017 adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, con lo cual se da inicio a los procesos de convocatoria y asignación para llevar a cabo las obras requeridas según la UPME para garantizar la seguridad del abastecimiento y la confiabilidad en el corto y mediano plazo. Como parte de este proceso, a nivel regulatorio la CREG ha desarrollado normas relacionadas con infraestructura de gas, como terminales de regasificación, open season y ampliaciones mediante convocatorias de la red de transporte de gas natural.

Por otra parte, y de acuerdo al análisis, seguimiento de las transacciones y resultado de las negociaciones del mercado de gas natural, en agosto de 2017 la CREG mediante la Resolución 114 ajustó algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y compiló la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

La CREG continuando con sus análisis y ajustes al mercado de gas natural, presentó para comentarios la Resolución CREG 072 de 2018, mediante la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017; en particular observa que existen unos problemas en el desempeño del mercado secundario relacionados con una presunta información incompleta de todo lo que en el mismo se ejecuta, así como, se dan unos altos costos en las transacciones, los cuales se originan en la rigidez de los contratos que en este momento se encuentran contemplados en la regulación; y plantea la necesidad de ajustar el manejo de información referente al volumen de cantidades de excedentes y faltantes derivadas del mercado primario, evitar que los agentes no acudan al mercado secundario y de ésta forma contar con un mercado transparente, que refleje el estado de todas y cada una de las transacciones que en el mercado se realicen.

2. Bases de presentación

La Compañía presenta sus estados financieros separados 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 estados financieros separados incluyen información comparativa correspondiente al periodo anterior.

Los principios contables aplicados en su elaboración, son los que se detallan a continuación:

2.1. Principios contables

Los estados financieros separados de propósito general de la Compañía al 31 de diciembre de 2018, han sido preparados de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas 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 2015 y que fueron publicadas en español por dicho organismo en 2015, 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, las modificaciones de los Decretos 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017 y compiladas y actualizadas por el Decreto 2483 de 2018.

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 requerido la Compañía emitió los primeros estados financieros comparativos bajo las NCIF a diciembre 31 de 2015.

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

La preparación de los estados financieros separados 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. Base contabilidad de causación

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

2.3. Nuevas normas incorporadas al marco contable aceptado en Colombia cuya aplicación efectiva es a partir de 1 de enero de 2019.

Los Decretos 2496 de diciembre de 2015, 2131 de diciembre de 2016, 2170 de diciembre de 2017 y 2483 de diciembre de 2018 introdujeron al marco técnico normativo de información financiera nuevas normas, modificaciones o enmiendas emitidas o efectuadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés) a las Normas Internacionales de Información Financiera entre los años 2015 y 2017, para evaluar su aplicación en ejercicios financieros que comiencen en o más adelante del 1 de enero de 2019, aunque su aplicación podría ser efectuada de manera anticipada.

NIIF 16 Arrendamientos

La NIIF 16 se emitió en enero de 2016 y reemplazó la NIC 17 Arrendamientos, CINIIF 4 Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento, SIC 15 Arrendamientos Operativos-Incentivos y SIC 27 Evaluación de la esencia de las transacciones que adoptan la forma legal de un arrendamiento. Esta norma establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y revelación de los arrendamientos y requiere que los arrendatarios tengan en cuenta todos los arrendamientos bajo un modelo único en el balance general similar a la contabilización de los arrendamientos financieros según la NIC 17. La norma incluye dos exenciones de reconocimiento para arrendatarios: arrendamientos de activos de “bajo valor” y arrendamientos a corto plazo (es decir, arrendamientos con un plazo de 12 meses o menos). En la fecha de inicio de un contrato de arrendamiento, un arrendatario reconocerá un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento. Los arrendatarios deberán reconocer por separado el gasto de intereses del pasivo por arrendamiento y el gasto por depreciación del activo por derecho de uso.

También se requerirá que los arrendatarios vuelvan a medir el pasivo del arrendamiento cuando ocurran ciertos eventos (por ejemplo, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos futuros del arrendamiento resultantes de un cambio en un índice o tasa utilizada para determinar los pagos). El contrato generalmente reconocerá el monto de la nueva medición del pasivo por arrendamiento como un ajuste al activo por derecho de uso.

La contabilidad de los arrendadores según la NIIF 16 continuará clasificando todos los arrendamientos utilizando el mismo principio de clasificación que en la NIC 17, diferenciando entre dos tipos de líneas: arrendamientos operativos y financieros.

La NIIF 16, que es efectiva para los períodos anuales que comienzan el 1 de enero de 2019, requiere que los arrendatarios y arrendadores realicen revelaciones más extensas que bajo la NIC 17.

Transición a la NIIF 16

La Compañía planea adoptar la NIIF 16 según el modelo retroactivo con efecto acumulado, reconocido a partir de la fecha de adopción sin reexpresión de la información comparativa. Como solución práctica la Compañía elegirá no aplicar la norma a los contratos que no se identificaron previamente como que contienen un contrato de arrendamiento según la NIC 17 y la CINIIF 4.

La Compañía elegirá utilizar las exenciones propuestas por la norma en los contratos de arrendamiento para los cuales los plazos del arrendamiento finalizan dentro de los 12 meses a partir de la fecha de la aplicación inicial, y a los contratos de arrendamiento para los cuales el activo subyacente es de bajo valor.

Durante 2017 y 2018, la Administración ha realizado una evaluación detallada de la base de contratos para la implementación de la NIIF 16. La Compañía espera reconocer activos por derecho de uso y pasivos financieros en un rango aproximado de COP \$6.000.000 y \$8.000.000, el 1 de enero de 2019.

CINIIF 22 Transacciones en Moneda Extranjera y Contraprestaciones Anticipadas

Esta interpretación se refiere a la determinación de la tasa de cambio a utilizar en el reconocimiento inicial de un activo, ingreso o gasto (o parte de ellos) en la baja de los activos o pasivos no monetarios relacionados con la contraprestación anticipada, la fecha de la transacción en la fecha en la que una entidad inicialmente reconoce el mencionado activo o pasivo no financiero como resultado del pago anticipado. Si existen múltiples pagos por anticipado, sean recibidos o entregados, las compañías deberán determinar la fecha de transacción para cada uno de esos pagos.

La fecha de aplicación de esta interpretación en el marco contable Colombiano es para periodos que comiencen a partir del 1 de enero del 2019. La Compañía no prevé impactos por la aplicación de esta interpretación, dado que los anticipos en moneda extranjera se reconocen al tipo de cambio de la fecha de la transacción.

Transferencia de Propiedades de Inversión Enmiendas a la NIC 40

Estas enmiendas hacen algunas aclaraciones para los casos en los que una compañía debe transferir propiedades, incluyendo propiedades en construcción o propiedades de inversión. Estas enmiendas establecen que un cambio en uso se presenta cuando la propiedad empieza a cumplir o deja de cumplir la definición de propiedad de inversión y existe evidencia de dicho cambio. Un simple cambio en la intención de uso de la propiedad por parte de la Administración no constituye evidencia de un cambio en uso. Las Compañías deben aplicar las enmiendas de manera prospectiva sobre los cambios en uso que ocurran a partir del período en que se empiecen a aplicar estas enmiendas. Las Compañías deberán reevaluar la clasificación de la propiedad mantenida a esa fecha y, si aplica, reclasificarla para reflejar las condiciones existentes en ese momento. Esta enmienda se incluye en el anexo 1.3 del Decreto 2420 de 2015, por medio del Decreto 2170 de 2017, con vigencia a partir del 1 de enero de 2019. La Compañía a la fecha de los presentes estados financieros, no posee propiedades de inversión.

Clasificación y Medición de Transacciones con Pagos Basados en Acciones Enmiendas a la NIIF 2

Estas enmiendas fueron emitidas por el IASB con el fin de responder a tres áreas principales: los efectos de las condiciones para la irrevocabilidad de la concesión en la medición de transacciones de pagos basados en acciones pactadas en efectivo, la clasificación de las transacciones de pagos basadas en acciones con características de liquidación neta para obligaciones de retención de impuestos y la contabilidad cuando una modificación a los términos y condiciones de las transacciones de pagos basados en acciones cambian su clasificación de liquidadas en efectivo a liquidadas en patrimonio.



En la adopción, las compañías están requeridas a aplicar las enmiendas sin re expresar períodos anteriores, pero se permite la aplicación retrospectiva si es elegible para las tres enmiendas y cumple otros criterios. Estas enmiendas se incluyen en el anexo 1.3 del Decreto 2420 de 2015, por medio del Decreto 2170 de 2017, con vigencia a partir del 1 de enero de 2019. La Compañía a la fecha de los presentes estados financieros, no posee transacciones con pagos basados en acciones.

Enmienda a NIC 1: Iniciativa sobre información a revelar

El IASB emitió enmiendas a la NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”, como parte de su principal iniciativa para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones están diseñadas con el objetivo de alentar a las empresas a aplicar el juicio profesional para determinar qué tipo de información revelar en sus estados financieros.

Enmienda a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: Entidades de inversión, aplicación de la excepción de consolidación

Estas modificaciones de alcance restringido a la NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”, NIIF 12 “Información a Revelar sobre Participaciones en Otras Entidades” y NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” aclaran la aplicación de la excepción de consolidación para las entidades de inversión y sus subsidiarias. Las modificaciones además disminuyen las exigencias en circunstancias particulares, reduciendo los costos de la aplicación de las Normas.

Mejoras a las NIIF (Ciclo 2015-2017)

Corresponde a una serie de enmiendas menores que aclaran, corrigen o eliminan una redundancia en las siguientes normas: NIIF 3 “Combinaciones de Negocios”, NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”, NIC 12 “Impuesto a las ganancias” y NIC 23 “Costos por préstamos”. La aplicación es a partir del 1 de enero de 2019.

NIIF 3 Combinaciones de negocios: La enmienda clarifica cuando una entidad obtiene el control de un negocio que es una operación conjunta. Esta clarifica los requerimientos para combinación de negocios establecida en etapas que incluyen volver a medir los intereses previamente mantenidos en los activos y pasivos de la operación conjunta al valor razonable. Al hacerlo el adquirente vuelve a medir la totalidad de su participación anterior, en la operación conjunta

NIIF 11 Acuerdos Conjuntos: Una parte que participa en una operación conjunta pero no tiene control conjunto, puede obtener el control conjunto de la operación conjunta en la actividad de la operación conjunta que constituye un negocio de acuerdo a las definiciones de la NIIF 3. La enmienda clarifica que los intereses mantenidos antes de realizarse la operación conjunta, no se vuelven a medir.

NIC 12 Impuesto a las ganancias: La enmienda aclara que las consecuencias de los dividendos en el impuesto a las ganancias están relacionadas con transacciones o hechos pasados que generaron ganancias distribuibles a los propietarios. De igual forma una entidad reconoce el impuesto a las ganancias como consecuencia de la ganancia o pérdida en resultados u otros resultados integrales teniendo en cuenta el reconocimiento original que realiza la entidad producto de eventos pasados.

NIC 23 Costos por préstamos: La enmienda aclara que una entidad trata como parte de los préstamos generales cualquier préstamo realizado originalmente para desarrollar un activo, contemplando todas las actividades necesarias para preparar ese activo para el uso previsto por la gerencia.

Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos

La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados” y la NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.

El IASB decidió aplazar la fecha de aplicación efectiva de esta enmienda de manera indefinida, en espera del resultado de su proyecto de investigación sobre el método de participación. La fecha de aplicación de esta enmienda se encuentra pendiente por determinar.

2.4. Normas de contabilidad y de información financiera no incorporadas en el marco contable aceptado en Colombia emitidas aun no vigentes.

NIIF 17 Contratos de seguros

En mayo de 2017, el IASB emitió la NIIF 17, un nuevo estándar contable integral para contratos de seguro cubriendo la medición y reconocimiento, presentación y revelación. Una vez entre en vigencia, la NIIF 17 reemplazará la NIIF 4, emitida en 2005. La NIIF 17 aplica a todos los tipos de contratos de seguro, sin importar el tipo de entidades que los emiten, así como ciertas garantías e instrumentos financieros con características de participación discrecional. Esta norma incluye pocas excepciones.

El objetivo general de la norma consiste en dar un modelo de contabilidad para contratos de seguro que sea más útil y consistente para los aseguradores. Contrario a los requerimientos de la NIIF 4, que busca principalmente proteger políticas contables locales anteriores, la NIIF 17 brinda un modelo integral para estos contratos, incluyendo todos los temas relevantes. La esencia de esta norma es un modelo general, suplementado por:

- » Una adaptación específica para contratos con características de participación directa (enfoque de tarifa variable).
- » Un enfoque simplificado (el enfoque de prima de asignación) principalmente para contratos de corta duración.

La NIIF 17 no ha sido introducida en el marco contable colombiano por medio de decreto alguno a la fecha.

CINIIF 23 Incertidumbre Frente a los Tratamientos del Impuesto a las Ganancias

La interpretación trata la contabilidad de impuesto a las ganancias en los casos en los que los tratamientos fiscales incluyen incertidumbres que afectan la aplicación de la NIC 12 y no aplica a impuestos que están fuera del alcance de esta CINIIF, ni incluye requerimientos específicos relacionados con intereses y sanciones asociadas con tratamientos fiscales inciertos. La interpretación trata lo siguiente:

- » Cuando la entidad considera tratamientos fiscales inciertos de manera separada.
- » Los supuestos efectuados por la entidad acerca del examen de los tratamientos fiscales por parte de las autoridades correspondientes.
- » La manera en que la entidad determina la utilidad fiscal (o pérdida fiscal), bases fiscales, pérdidas o créditos fiscales no utilizados, y tarifas fiscales.
- » La manera en que la entidad considera los cambios en hechos y circunstancias.

Una Compañía debe determinar si evalúa cada tratamiento incierto por separado o agrupados, debiendo utilizar el enfoque que mejor predice la resolución de las incertidumbres.

La fecha de aplicación a la interpretación establecida es para periodos que comiencen a partir del 1 de enero del 2019. La Compañía no tiene impactos por la aplicación de esta interpretación.

Aplicación de la NIIF 9 “Instrumentos financieros” con la NIIF 4 “Contratos de seguro” – Enmienda a la NIIF 4

Las enmiendas están dirigidas a resolver asuntos que surgen como resultado de la implementación de la nueva norma de instrumentos financieros, NIIF 9, antes de la implementación de la NIIF 17 “Contratos de seguro”, que reemplaza la NIIF 4. Estas



enmiendas introducen dos opciones para las entidades que emiten contratos de seguro: una exención temporal de la aplicación de la NIIF 9 y un enfoque de superposición.

Una Compañía puede optar por el enfoque de superposición cuando adopta la NIIF 9 y aplicar este enfoque retrospectivamente a los activos financieros designados en la transición a NIIF 9. Estas enmiendas deben ser aplicadas de manera retrospectiva y no han sido introducidas en el marco contable colombiano por medio de decreto alguno a la fecha. Estas enmiendas no son aplicables a la Compañía.

2.5. 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 (Ver Nota 3.2.12.).
- » La vida útil de las propiedades, planta y equipo e intangible (Ver Notas 3.2.6. y 3.2.7.).
- » La pérdida crediticia esperada de las cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros (Ver Nota 3.2.8. (b)).
- » Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (Ver Nota 3.2.13.).
- » 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 mayorista 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 (Ver Nota 3.2.16.).
- » La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos inciertos o contingentes (Ver Nota 3.2.10.).
- » 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 3.2.7.).
- » 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 Nota 3.2.11.).

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 periodos, realizándolo en forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio o estimación en los próximos estados financieros.

3. Políticas Contables

3.1. Cambios en Políticas

NIIF 9 Instrumentos Financieros

A partir del 1 de enero de 2018 entró en vigencia la NIIF 9 Instrumentos financieros, esta versión de la NIIF 9 reemplaza la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición, y todas las versiones anteriores de la NIIF 9. La NIIF 9 reúne los tres aspectos del proyecto de contabilización de instrumentos financieros: Clasificación y medición, deterioro y contabilidad de cobertura.

La NIIF 9 entró en vigencia para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018, permitiéndose la aplicación anticipada; se requiere una aplicación retrospectiva, pero la información comparativa no es obligatoria. La norma contempla la

excepción para la contabilidad de coberturas, cuyos requisitos generalmente se aplican prospectivamente, con algunas excepciones limitadas.

La Compañía adoptó el nuevo estándar en la fecha requerida, y de acuerdo con los lineamientos de la NIIF 9 para la transición, efectuó su aplicación retrospectiva y no re expresó la información comparativa; reflejando el impacto de la transición en las ganancias acumuladas iniciales del año 2018.

A continuación se describen los impactos para cada uno de los temas relevantes de esta norma:

(a) Clasificación y medición

En general los préstamos y las cuentas por cobrar comerciales se mantienen para cobrar los flujos de efectivo contractuales; y se espera que generen flujos de efectivo que representen únicamente pagos de capital e intereses. La Compañía analizó las características contractuales de los flujos de efectivo de esos instrumentos y concluyó que cumplen con los criterios de medición del costo amortizado definido por la nueva norma. En los casos específicos en que se ha efectuado ventas de activos financieros, se ha dado la transferencia sustancial de los riesgos y beneficios y la correspondiente baja de los activos. Por lo anterior, no hay modificaciones en la clasificación y medición de estos rubros.

Por otra parte, las participaciones de capital en compañías no cotizadas están destinadas a mantenerse en el futuro previsible y la Compañía aplica la opción de presentar cambios en el valor razonable en ORI.

En conclusión no se presenta ningún impacto en el estado de situación financiera o patrimonio al aplicar los requerimientos de clasificación y medición de la NIIF 9.

(b) Deterioro

La NIIF 9 requiere que la Compañía registre las pérdidas crediticias esperadas en todos sus títulos de deuda, préstamos y cuentas por cobrar comerciales, ya sea por 12 meses o por el tiempo de vida de los activos buscando reconocer el deterioro de manera anticipada desde el primer día y no esperando a que se dé algún evento que indique el deterioro del activo financiero; mientras que la NIC 39 planteaba un modelo de deterioro enfocado en las pérdidas incurridas basándose en el comportamiento presente y pasado de los clientes.

Por las características de los activos financieros de la Compañía, de acuerdo con los lineamientos del Grupo Enel, se definieron los siguientes modelos a aplicar:

Modelo simplificado individual

Este modelo realiza un cálculo de manera homogénea y consistente a cada una de las contrapartes que componen la cartera comercial. Dado que la Compañía gestiona su cartera comercial de manera individual, el grupo definió que la forma más adecuada de gestionar la expectativa de riesgo de crédito para la Compañía es realizando una evaluación individual a cada una de las contrapartes con las que la Compañía tiene transacciones producto de sus operaciones comerciales.

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cartera facturada y estimada para cada contraparte, multiplicándola por la Probabilidad de Incumplimiento (PD) y la pérdida dado el Incumplimiento (LGD). Ver nota 3.2.8 (b).

La pérdida de crédito esperada de la cartera comercial determinada por el modelo simplificado individual al 1 de enero de 2018 es la siguiente:



Concepto	Pérdida de crédito esperada al 1 de enero de 2018	
Cartera Energía y Gas	\$	107.670.624
	\$	107.670.624

Modelo general colectivo

Bajo este modelo se evalúan todos los otros activos financieros diferentes a las cuentas por cobrar comerciales, que están en el alcance de la norma. Este modelo agrupa las contrapartes en cuatro categorías definidas por el grupo (Administraciones públicas, contrapartes institucionales, préstamos a empleados y otros activos), sobre el que se mide el riesgo de manera colectiva de los otros activos.

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cada categoría multiplicándola por la Probabilidad de Incumplimiento (PD) y la Pérdida dado el Incumplimiento (LGD). Ver nota 3.2.8 (b).

La pérdida de crédito esperada sobre los otros activos financieros determinada por el modelo general colectivo al 1 de enero de 2018 es la siguiente:

Clúster	Pérdida de crédito esperada al 1 de enero de 2018	
Administraciones públicas	\$	19.720
Contrapartes institucionales		118.078
Préstamos a empleados		128.416
Otros activos		2.926.796
	\$	3.193.010

El impacto por deterioro reconocido en los estados financieros de la Compañía por efecto de la adopción de la NIIF 9 son los siguientes:

Concepto	Cartera Comercial	Otros Activos	Total
Deterioro Bajo NIC 39	\$ 104.938.329	\$ 2.531.808	\$ 107.470.137
Deterioro Bajo NIIF 9			
Modelo Simplificado Individual	107.670.624	-	107.670.624
Modelo General Colectivo	-	3.193.010	3.193.010
Total Deterioro NIIF 9	\$ 107.670.624	\$ 3.193.010	\$ 110.863.634
Impacto Adopción NIIF 9	\$ 2.732.295	\$ 661.202	\$ 3.393.497

(c) Contabilidad de cobertura

La Compañía determinó que todas las relaciones de cobertura existentes al 1 de enero de 2018 designadas en relaciones de cobertura efectivas continuarán calificando para la contabilidad de coberturas bajo la NIIF 9.

La Compañía ha optado por no aplicar retrospectivamente la NIIF 9 en la transición de las coberturas. La NIIF 9 no cambia los principios generales de cómo una entidad contabiliza las coberturas efectivas, por lo tanto la aplicación de los requisitos de cobertura de la NIIF 9 no tiene un impacto significativo en los estados financieros de la Compañía.

Resumen Impactos

En resumen el impacto por la transición a NIIF 9 reconocido en los estados financieros de la Compañía es el siguiente:

Rubro del Estado de Situación Financiera	Saldo deterioro al 31 de diciembre de 2017	Saldo deterioro al 1 de enero de 2018	Impacto en deterioro de activos financieros por la adopción de NIIF 9
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	\$ 104.938.329	\$ 107.670.625	\$ 2.732.296

Rubro del Estado de Situación Financiera	Saldo deterioro al 31 de diciembre de 2017	Saldo deterioro al 1 de enero de 2018	Impacto en deterioro de activos financieros por la adopción de NIIF 9
Otros activos financieros	2.531.808	3.193.010	661.202
Total Deterioro Activos Financieros	\$ 107.470.137	\$ 110.863.635	3.393.498
Impuesto Diferido			(935.512)
Ganancias Acumuladas			(\$ 2.457.986)

NIIF 15 Ingresos de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con Clientes

La NIIF 15 tiene como objetivo brindar un modelo único e integral de reconocimiento de ingresos para todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros; y mejorar la comparabilidad dentro de las industrias, entre industrias y entre mercados de capital; teniendo como principio básico que una entidad reconoce los ingresos de actividades ordinarias de forma que represente la transferencia de bienes o servicios comprometidos con clientes a cambio de un importe que refleje la contraprestación a la cual la entidad espera tener derecho a cambio de dichos bienes o servicios.

La NIIF 15, establece un modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes basado en 5 etapas que son:

Eta 1: Identificar el contrato o contratos con clientes.

Eta 2: Identificar las obligaciones de desempeño en el contrato.

Eta 3: Determinar el precio de la transacción.

Eta 4: Asignar el precio de la transacción entre las obligaciones de desempeño del contrato.

Eta 5: Reconocer el ingreso de actividades ordinarias cuando (o a medida que) la entidad satisface una obligación de desempeño.

La NIIF 15 sustituye las siguientes normas internacionales de contabilidad e interpretaciones: NIC 11: Contratos de Construcción, NIC 18: Ingresos de Actividades Ordinarias, CINIIF 13: Programas de Fidelización de Clientes, CINIIF 15: Acuerdos para la Construcción de Inmuebles, CINNIF 18: Transferencia de Activos Procedentes de Clientes y SIC 31: Ingresos – Permutas de Servicios de Publicidad.

De acuerdo con lo establecido por esta norma la Compañía efectuó la transición a la NIIF 15 a partir del 1 de enero de 2018, utilizando el enfoque retrospectivo modificado, que considera el efecto por adopción en las utilidades acumuladas y no re expresar la información financiera comparativa.

En el proceso de adopción de la NIIF 15, la Compañía ha considerado lo siguiente:

Enfoque de cartera:

La Compañía obtiene los principales flujos de ingresos por la venta de bienes y/o la prestación de servicios basados en el suministro de energía en los Mercados Mayoristas, No Regulado y Bolsa.; igualmente suministra Gas a diferentes agentes del mercado.

La solución práctica del párrafo 4 de la NIIF 15, permite aplicar esta norma a una cartera de contratos; por esta razón la Compañía a través de la identificación de los flujos de ingresos definió los grupos de contratos con clientes que poseen características similares en los términos y condiciones contractuales (categorías).

Estas categorías fueron determinados utilizando las siguientes tipificaciones: a) Tipo de bienes o servicios ofrecidos (electricidad, servicios de valor añadido); b) Tipología de mercado (regulado, no regulado); o c) Tipo de cliente (tamaño, tipo, sector); las cuales siguiendo el modelo de 5 pasos y temas especiales de la NIIF 15 permiten la identificación de los bienes o servicios prometidos en los contratos.



Contratos con múltiples bienes y/o servicios:

La NIIF 15 en los párrafos 26 al 30, establece: Un contrato con múltiples bienes y/o servicios se presenta, cuando la Compañía identifica varias obligaciones de desempeño en la transferencia de bienes y/o servicios ofrecidos a los clientes, y estas pueden ser satisfechas de manera independiente.

A continuación se detalla el análisis realizado, sobre los diferentes contratos relacionados con la prestación de bienes y/o servicios que la Compañía ofrece a los clientes:

» **Venta de Energía Mercado Mayoristas, No Regulado y Combustibles:** La negociación de los precios de la transacción pueden ser: a precios fijos, a precios fijos con factor de bolsa, o a precios de bolsa y se indexan al índice de precios al productor (IPP), o de acuerdo a la regulación enmarcada en cada uno de los contratos en el caso de combustibles.

Se pueden presentar algunas contraprestaciones variables debido a descuentos ofrecidos en negociaciones con los clientes, por lo que la Compañía estima el importe al que tiene derecho por la transferencia de bienes y/o servicios a los clientes.

» **Venta de Energía Mercado No Regulado:** Para este servicio se identificó una obligación de desempeño, que es la venta de energía eléctrica a los clientes de este mercado. Por lo tanto no existen contratos con múltiples bienes y servicios asociados a este mercado. En el Mercado No Regulado, en el que la Compañía suministra bienes y/o servicios, la Compañía actúa como principal.

» **Mercado de Energía en Bolsa:** Se presentan tres obligaciones de desempeño que son: Venta de energía, despacho por seguridad y otros servicios complementarios; las cuales representan una promesa de transferir una serie de bienes y/o servicios distintos que son sustancialmente los mismos y que tienen el mismo patrón de transferencia al cliente. Por lo tanto no se considera que el contrato en el mercado bolsa presenta múltiples bienes y servicios a los clientes. En el mercado de energía en bolsa la Compañía suministra sus bienes y/o servicios, y actúa como principal.

» Venta de combustibles: Dependiendo del contrato se pueden presentar una o dos obligaciones de desempeño que son:

- Suministro de gas.
- Suministro de gas y transporte.

No se presentan contratos con múltiples bienes y servicios debido a que las obligaciones de desempeño son altamente interdependientes y tienen el mismo patrón de transferencia a los clientes finales. En este mercado la Compañía actúa como principal.

» **Otros Ingresos:** La Compañía tiene en este rubro ingresos bajo el alcance de la NIIF 15 que corresponden al cargo por confiabilidad.

En el cargo por confiabilidad la obligación de desempeño es la entrega de energía en firme a los agentes del mercado secundario. Este mercado no presenta múltiples bienes y servicios. En los cargos por confiabilidad la Compañía actúa como principal.

Satisfacción de las obligaciones de desempeño:

La NIIF 15 en los párrafos 32 y 35, establece que la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo o en un punto del tiempo de acuerdo al patrón de transferencia de los bienes y/o servicios otorgados a los clientes.

La Compañía identificó que la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo para los mercados Mayoristas, No Regulado, Bolsa, Combustibles y otros (Cargos por confiabilidad), ya que los clientes reciben y consumen

simultáneamente los bienes y/o servicios suministrados por la Compañía, y se benefician en la medida que se ejecutan los contratos.

Contraprestaciones variables:

La NIIF 15 en el párrafo 50 establece que si la contraprestación prometida en un contrato incluye un importe variable, la Compañía estimará el importe de la contraprestación a la cual tendrá derecho a cambio de la transferencia de bienes y/o servicios comprometidos con los clientes.

» **Venta de Energía Mercado Mayoristas, No Regulado y Combustibles:** La negociación de los precios de la transacción pueden ser: a precios fijos, a precios fijos con factor de bolsa, o a precios de bolsa y se indexan al índice de precios al productor (IPP), o de acuerdo a la regulación enmarcada en cada uno de los contratos en el caso de combustibles. No se presentan contraprestaciones variables debido a que no se ofrecen descuentos, reembolsos, incentivos, primas de desempeño u otro tipo de beneficios que afecten los importes a recibir establecidos en los contratos, por el suministro de los bienes y/o servicios a los clientes.

» **Mercado de Energía en Bolsa:** La negociación de los precios en este mercado es regulado y está fijado por el mercado (oferta y demanda) con el fin que el administrador del sistema (XM) ejecute, liquide y recaude los valores monetarios a los agentes que intervienen en este mercado. No hay contraprestaciones variables ya que no se presentan modificaciones en los precios regulados de oferta y demanda establecidos en este mercado.

» **Otros Ingresos:** En la asignación de precios en el cargo por confiabilidad se utiliza un mecanismo de mercado que propende a la eficiencia de la subasta de las obligaciones de energía en firme. Lo anterior no supone contraprestaciones variables ya que en la determinación del precio no se presentan modificaciones por variables como descuentos o rebajas en los precios que no estén establecidos por el mercado.

Contratos con modificaciones:

La NIIF 15 en el párrafo 18 establece que se presentan contratos con modificaciones cuando se presentan cambios en el alcance o en el precio aprobados por las partes, que crean nuevos derechos y obligaciones exigibles en el contrato a cambio de los bienes o servicios ofrecidos a los clientes.

Se identificó que por las particularidades del mercado y del sector en el que la Compañía suministra sus bienes y/o servicios asociados a contratos con clientes; no se presentan cambios que proporcionen nuevos bienes y/o servicios. Tampoco se presentan modificaciones en el precio que estén fuera de los estándares previamente acordados o regulados. Algunos cambios se pueden presentar en fechas o precios sin que estos alteren la contraprestación acordada entre las partes en el suministro de bienes y servicios.

Consideración como Principal o como Agente:

La NIIF 15 en los párrafos B34 al B38 establece que cuando se encuentra involucrado un tercero en proporcionar bienes y/o servicios a un cliente, la Compañía deberá determinar si el compromiso de cumplir con la obligación de desempeño está a su cargo, o a cargo de una tercera parte. En caso que la Compañía controle los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes y satisfaga las obligaciones de desempeño por si misma a los clientes, esta actúa como principal. En caso contrario actúa como agente.

La Compañía actúa como principal en los mercados donde suministra sus bienes y/o servicios, debido a que controla y satisface por si misma las obligaciones de desempeño comprometidas con los clientes.

Costos del contrato:

La NIIF 15 en los párrafos 91 al 98 permite reconocer un activo por los costos de obtener o cumplir un contrato.



Debido a las características de los mercados en los que la Compañía suministra sus bienes y/o servicio, no se presentan costos incrementales de obtención o por cumplir un contrato.

Acuerdos de concesión

Una vez analizados las categorías definidas por la Compañía, no se identificaron impactos que se originen por acuerdos de concesión en la adopción de NIIF 15.

De acuerdo al análisis realizado en la implementación de la NIIF 15, no se determinó cambios que afecten la política actual de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias, ni impactos en los estados financieros derivados de la adopción.

3.2. Políticas contables aplicables a los estados financieros de propósito general

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

3.2.1. Instrumentos financieros

3.2.1.1. Efectivo y otros medios de liquidez 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.

3.2.1.2. 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.

3.2.1.2.1. Instrumento de deuda

Con la entrada en vigencia de la NIIF 9 a partir del 1 de enero de 2018 versión 2015, la clasificación de los activos financieros a costo amortizado se mantiene y la de activos financieros a valor razonable se amplía; la versión anterior correspondiente al año 2014 solamente contemplaba activos financieros al valor razonable con cambios en resultados y la versión mencionada adiciona la clasificación de activos financieros al valor razonable con cambios en otro resultado integral.

(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 con cambios en otro resultado integral

Los activos financieros que se mantienen para el cobro de flujos de efectivo contractuales y para vender los activos, donde los flujos de efectivo de los activos representan solo pagos de principal e intereses, y que no son designados al valor razonable con cambios en resultados, se miden al valor razonable con cambios en otro resultado integral. Los movimientos en el importe en libros se toman a través de otro resultado integral, excepto por el reconocimiento de ganancias o pérdidas por deterioro, ingresos por intereses y ganancias y pérdidas cambiarias en el costo amortizado del instrumento que se reconocen en el estado de resultados. Cuando el activo financiero se da de baja en cuentas, la ganancia o pérdida acumulada previamente reconocida en otro resultado integral se reclasifica de patrimonio al estado de resultados. Los ingresos por intereses de estos activos financieros se incluyen en “ingresos por intereses” utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

(c) Activo financieros al valor razonable con cambios en resultados

Los activos que no cumplen los requisitos para costo amortizado o valor razonable con cambios en otro resultado integral se miden al valor razonable con cambios en resultados. Una pérdida o ganancia en un instrumento de deuda que se mide posteriormente al valor razonable con cambios en resultados y no es parte de una relación de cobertura se reconoce en el estado de resultados para el periodo en el que surge, a menos que surja de instrumentos de deuda que fueron designados al valor razonable o que no son mantenidos para negociar. Los ingresos por intereses de estos activos financieros se incluyen en “ingresos por intereses” utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

3.2.1.2.2. 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.

3.2.1.2.3. 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 remediados 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 activos o pasivos corrientes.

(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 otros resultados integrales. 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 periodos 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, 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 otros resultados integrales. 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.

A la fecha de los presentes estados financieros la Compañía no tiene cobertura de inversiones en el exterior.

3.2.1.3. Pasivos financieros

Los pasivos financieros se clasifican como medidos posteriormente al costo amortizado, excepto por los pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados; esta clasificación aplica a los derivados constituidos para cubrir obligaciones que reflejan la estrategia que tiene la Compañía para cubrir los riesgos de mercado asociados a la tasa de interés o al tipo de cambio.

3.2.1.3.1. 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 recibirán. 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.

3.2.1.4. 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.

3.2.1.5. 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 la medición posterior es a su costo amortizado usando el método de interés efectivo.

3.2.1.6. 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.

3.2.1.7. 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.

3.2.1.8. Valores razonables de inversiones

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.

3.2.2. Inventarios

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

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 promedio 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.

A la fecha de presentación de los estados financieros, el importe de los inventarios no supera su importe recuperable.

3.2.3. 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 en libros y el valor razonable menos los costos hasta la venta, y dejan de amortizarse o depreciarse 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 general la Compañía no posee activos no corrientes mantenidos para la venta ni actividades discontinuadas.

3.2.4. 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 registran inicialmente al costo y posteriormente se aplica el método de participación en los estados financieros separados de la Compañía según lo establecido en el Decreto 2420 de 2015 adicionado por el Decreto 2496 de 2015 y modificado por los decretos 2131 de 2016 y 2170 de 2017.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la inversión y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden a la Compañía conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación". La medición del método de participación se evalúa de acuerdo con la materialidad de las cifras y teniendo en cuenta la participación en cada subsidiaria.

3.2.5. 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 Compañía 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.

Control conjunto: Es el reparto del control contractualmente decidido de un acuerdo, que existe solo cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

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.

3.2.6. 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. La Compañía evalúa en el reconocimiento inicial si la vida útil de los activos intangibles es definida o indefinida y el período de amortización, el cual es revisado al final de cada ejercicio.

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 en promedio utilizadas para la amortización son:

Concepto	Años de vida útil estimada	
	2018	2017
Derechos *	20-50	20-50
Costos de desarrollo	1-5	1-5
Licencias	1-5	1-5
Programas informáticos	1-5	1-5
Otros activos identificables	1-5	1-5

(*) 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. De igual forma este rubro clasifica la prima de estabilidad jurídica para el proyecto el Quimbo la cual permite obtener beneficios tributarios por las inversiones realizadas en esta central; esta prima tiene una vida útil de 20 años de acuerdo a la vigencia de los beneficios tributarios.

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 y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta, el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondiente.

A la fecha de los presentes estados financieros la Compañía no posee activos intangibles con vida útil indefinida.

3.2.7. Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, planta y equipo se reconocen inicialmente por su costo de adquisición y, posteriormente, se valoran al costo 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 periodo 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 desembolsos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación, se registran directamente en el estado de resultados como costo del periodo en que se incurren.

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, 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	
	2018	2017
Plantas y equipos	19-85	19-85
<i>Obra civil plantas y equipos</i>	20-85	20-85
<i>Equipos electromecánicos centrales Hidroeléctricas</i>	20-35	20-35
<i>Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas</i>	19-40	19-40
Edificios	20-85	20-85
Instalaciones fijas y otras	5-35	5-35
Arrendamientos financieros	2-5	2-5

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 74 años. Así mismo se definió que a partir de las exigencias ambientales establecidas en el Decreto 1076 de 2015 aplicable al proyecto El Quimbo, existe una obligación de desmantelamiento para la casa de máquinas, en un tiempo que la compañía ha estimado, en el escenario más conservador, de 50 años. (Ver nota 15).

El exceso de la depreciación fiscal sobre la contable genera un efecto tributario que se registra como un impuesto diferido pasivo.

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 y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta, el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondiente

3.2.8. 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 existen indicadores de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicador 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.



En la Compañía todos los activos operan de manera integral y no pueden considerarse los flujos de efectivo de una central independiente del resto de los activos de generación; por lo anterior se toma como Unidad Generadora de Efectivo UGE la Compañía en su totalidad.

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, prorrataando 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.

A la fecha de los estados financieros la Compañía no tiene registro de deterioro por propiedades planta y equipo e Intangibles

(b) Activos financieros

Política aplicada para el año 2017

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:

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.

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 una evaluación mensual de forma individual a la cartera de energía y gas que sea individualmente significativa y que presenten indicadores de deterioro. En el caso de la cartera que individualmente no sea significativa se evaluará el deterioro de valor de forma colectiva a partir del comportamiento histórico.</p> <p>Análisis Individual de Cartera de 0 a 30 días:</p> <p>El análisis de forma individual se realizará con base en evidencia objetiva del deterioro, el cual se genera como consecuencia de uno o más eventos que hayan ocurrido después del reconocimiento inicial del activo incluyendo la siguiente información observable:</p> <ol style="list-style-type: none"> Monto en riesgo mayo a \$ 100 Millones. Análisis del deterioro financiero de los siguientes aspectos: <ul style="list-style-type: none"> Evaluación de Factor de Riesgo Crédito (FRC) menor a 5 en los dos últimos años: con este índice se busca reflejar la capacidad de un cliente para 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. Calificación de cartera catalogada como D consecutiva en los últimos 6 meses. Reportes en alertas tempranas en los últimos 6 meses. Criterios observables del cliente como los siguientes: <ul style="list-style-type: none"> Garantías en poder de la sociedad. Admisión en procesos como concordato, acuerdo de reestructuración, de reorganización, causales de disolución por pérdidas o liquidación privada, obligatoria o judicial. Procesos jurídicos, demandas instauradas, conceptos de abogados, etc. 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 determinará el porcentaje a provisionar.</p> <p>Análisis Individual de Cartera mayor a 30 y menor a 360 días:</p> <p>Se realizará un proceso individual de evaluación mensual a la cartera de energía y gas mayor a 30 días y menor a 360 días, con base en la evidencia objetiva que tiene en cuenta información observable de nuestros clientes como:</p> <ul style="list-style-type: none"> Evaluación anual de factor de riesgo Crédito (FRC): La evaluación del riesgo crédito se basa principalmente en aspectos cuantitativos provenientes de los balances y estados financieros de los clientes. Dichos balances y estados permitirán calcular índices financieros, los cuales se ponderan de forma tal que se obtiene un valor único que mide la capacidad de un cliente de responder a sus compromisos de pago. Factor de riesgo Crédito (FRC): es igual a la suma ponderada de varios índices (Liquidez ácida, cobertura de intereses, Endeudamiento, ROI, antigüedad del negocio, comportamiento de pago, antecedentes judiciales), cada uno de los cuales mide atributos financieros, contables o de desempeño de una empresa. El FRC varía en un rango de -2 a 10, y según su valor implica la exigencia de garantías a la empresa cliente. Garantías en poder de la sociedad. Admisión en procesos como concordato, acuerdo de reestructuración, de reorganización, causales de disolución por pérdidas o liquidación privada, obligatoria o judicial. Procesos jurídicos, demandas instauradas, conceptos de abogados, etc. 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 realizará el registro de la provisión correspondiente.</p> <p>Toda cartera superior a 360 días es provisionada.</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.

Política aplicada para el 2018

A partir del 1 de enero de 2018 con la entrada en vigencia de la NIIF 9, la Compañía determina la pérdida crediticia esperada en todos sus títulos de deuda, préstamos y cuentas por cobrar comerciales, ya sea por 12 meses o por el tiempo de vida de los activos, reconociendo el deterioro de manera anticipada desde el primer día y no esperando a que se dé algún evento que indique el deterioro del activo financiero.

La pérdida crediticia esperada se determinará periódicamente aplicando los modelos definidos por el grupo de la siguiente manera:

Modelo simplificado individual

Este modelo realiza un cálculo de manera homogénea y consistente a cada una de las contrapartes que componen la cartera comercial. Dado que la Compañía gestiona su cartera comercial de manera individual, el grupo definió que la forma más adecuada de gestionar la expectativa de riesgo de crédito para la Compañía es realizando una evaluación individual a cada una de las contrapartes con las que la Compañía tiene transacciones producto de sus operaciones comerciales.

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cartera facturada y estimada para cada contraparte, multiplicándola por las siguientes variables:

Probabilidad de Incumplimiento (PD): Puede ser provista por un proveedor externo si está disponible, o mediante la evaluación de los estados financieros de la contraparte; en caso de no contar con una PD específica por los mecanismos antes mencionados, de acuerdo con los lineamientos de grupo se empleará la calificación país menos tres categorías (notches). Si se cuenta con indicios de deterioro, los mismos se reflejarán en esta variable, llegando al cien por ciento en los casos que así lo ameriten.

Pérdida dado el Incumplimiento (LGD): Es el porcentaje de pérdida que se generaría si se materializa el incumplimiento, se calcula por diferencia con la tasa de recuperación estimada, en caso de no contar con una LGD específica, de acuerdo con los lineamientos de grupo se empleará el modelo de Basilea II.

Modelo general colectivo

Bajo este modelo se evalúan todos los otros activos financieros diferentes a las cuentas por cobrar comerciales, que están en el alcance de la NIIF 9. Este modelo agrupa las contrapartes en cuatro categorías definidas por el grupo:

- » Administraciones públicas.
- » Contrapartes institucionales.
- » Préstamos a empleados y
- » Otros activos

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cada categoría multiplicándola por las siguientes variables:

Probabilidad de Incumplimiento (PD): Se determina de acuerdo con los lineamientos de grupo para cada categoría que consideran la calificación de la Compañía, de la entidad financiera y del país, en algunos casos deduciendo de la última tres categorías

(notches). Si se cuenta con indicios de deterioro, los mismos se reflejarán en esta variable, llegando al cien por ciento en los casos que así lo ameriten.

Pérdida dado el Incumplimiento (LGD): Es el porcentaje de pérdida que se generaría si se materializa el incumplimiento, se calcula por diferencia con la tasa de recuperación estimada, en caso de no contar con una LGD específica, de acuerdo con los lineamientos de grupo se empleará el modelo de Basilea II.

3.2.9. 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.

3.2.10. Provisiones, pasivos 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, laborales y fiscales, 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 (Ver Nota 15).



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.

3.2.11. 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.

3.2.11.1. Impuesto sobre la renta y complementarios e impuesto diferido

El gasto por impuesto a las ganancias del período, comprende el impuesto sobre la renta, la sobretasa del impuesto sobre renta, 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 vigente al 31 de diciembre de 2018 a la tarifa del 37% (esta tasa incluye tanto el impuesto de renta del 33% como la sobretasa de renta del 4%), por el método de causación y se determina con base en la utilidad comercial depurada de acuerdo a la normatividad tributaria vigente 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.

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 revertan 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 revertan en un futuro previsible.

La Ley 1943 de 2018 modificó la tarifa del impuesto de renta a partir del año gravable 2019 definiendo las siguientes tarifas: año 2019 al 33%, año 2020 al 32%, año 2021 al 31%, año 2022 y siguientes al 30%, la cual recae sobre las utilidades gravables obtenidas durante cada año. 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 revertan las diferencias (33% para el 2019, 32% para el 2020, 31% para el 2021 y 30% a partir del 2022), 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 gasto por impuesto sobre la renta se contabiliza de conformidad con la NIC 12 “Impuesto a las ganancias”.

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.

3.2.11.2. 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 millones; y se calcula anualmente sobre el patrimonio líquido a 1º de enero de cada año gravable disminuido en \$5.000 millones.

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.

Para la vigencia 2018 no se genera Impuesto a la Riqueza de conformidad con el artículo 296-2 del Estatuto Tributario agregado por artículo 5 de la Ley 1739 de 2014.

3.2.11.3. Impuesto a las ventas

La generación de energía eléctrica no está gravada con el impuesto a las ventas (IVA), pero la Compañía adicional presta servicios tales como: alquiler o arrendamientos de equipos, mantenimientos de equipos, venta de chatarra, arrendamiento de predios, entre otros servicios gravados a tarifa general del 19%, con excepción de los servicios prestados a entidades del estado, en cuyo caso la tarifa aplicable es la vigente en la fecha de la resolución o acto de adjudicación, o suscripción del respectivo contrato.



El tratamiento del impuesto a las ventas (IVA), en las compras de bienes y servicios se registra como mayor valor del costo o gasto, adicionalmente la reforma tributaria Ley 1819 de 2016 modificó la tarifa de este impuesto del 16% al 19% a partir del 1 de enero de 2017.

1. Los equipos que se alquilan y prestan el servicio de mantenimientos son de media como: medidores y módems.
2. Los predios que se arriendan son:
 - » Vía Centrar Cartagena.
 - » Lote Ubala – Guadualito
 - » Lote estaciones Hidrológicas
 - » Suite D115 Campamento Mambita.

3.2.12. 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 o 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.

3.2.13. 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.

3.2.14. Conversión de moneda extranjera

(a) 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, 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.

(b) Transacciones y saldos en moneda extranjera

Las operaciones que realiza la Compañía 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 31 de diciembre 2018 y 31 de diciembre de 2017 de \$ 3.249,75 y \$2.984,00 por US\$1 y \$3.714,95 y \$3.583,18 por 1 Euro.

3.2.15. 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. Los activos son clasificados como corrientes cuando 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.

3.2.16. Reconocimiento de Ingresos

Política aplicada para el 2017

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.

Política aplicada para el 2018

A partir del 1 de enero de 2018 con la entrada en vigencia de la NIIF 15, la Compañía aplica un modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes basado en 5 etapas que son:

Etapas 1: Identificar el contrato o contratos con clientes.

Etapas 2: Identificar las obligaciones de desempeño en el contrato.

Etapas 3: Determinar el precio de la transacción.

Etapas 4: Asignar el precio de la transacción entre las obligaciones de desempeño del contrato.



Etapa 5: Reconocer el ingreso de actividades ordinarias cuando (o a medida que) la entidad satisface una obligación de desempeño.

El modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes, contempla lo siguiente:

(a) Enfoque de cartera:

Con el objetivo de identificar los bienes y/o servicios prometidos en los contratos con clientes la Compañía aplica la solución práctica que permite agruparlos en “Categorías o Clúster” cuando poseen características similares en los términos y condiciones contractuales.

Estas categorías son determinadas utilizando las siguientes tipificaciones: a) Tipo de bienes o servicios ofrecidos (electricidad, servicios de valor añadido); b) Tipología de mercado (regulado, no regulado); o c) Tipo de cliente (tamaño, tipo, sector).

(b) Contratos con múltiples bienes y/o servicios:

Se configura un contrato con múltiples bienes y servicios, cuando la Compañía identifica varias obligaciones de desempeño en la transferencia de bienes y/o servicios ofrecidos a los clientes, y estas se satisfacen de manera independiente.

(c) Satisfacción de las obligaciones de desempeño:

La satisfacción de las obligaciones de desempeño de acuerdo al patrón de transferencia del control de los bienes y/o servicios comprometidos a los clientes, se realiza:

- » A lo largo del tiempo.
- » En un punto del tiempo.

Se satisfacen las obligaciones de desempeño a lo largo del tiempo cuando:

- » El cliente consume de forma simultánea los beneficios proporcionados por el desempeño de la entidad a medida que la Compañía los realiza.
- » El desempeño de la Compañía crea o mejora un activo que el cliente controla a medida que se crea o mejora.
- » El desempeño de la Compañía crea o mejora un activo con un uso alternativo para la misma. La Compañía tiene el derecho exigible al pago del desempeño que haya completado a la fecha.

El ingreso se reconoce de acuerdo con la medición de la satisfacción de las obligaciones de desempeño.

La medición de la satisfacción de las obligaciones de desempeño a lo largo de tiempo se realiza mediante dos tipos de métodos:

- » Métodos de Producto: Se realizan con base en mediciones directas de los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes.
- » Métodos de Recursos: Se realizan en relación con los recursos totales esperados.

(d) Contraprestaciones variables:

Si la contraprestación prometida en un contrato incluye un importe variable, la Compañía estimará el importe de la contraprestación a la cual tendrá derecho a cambio de la transferencia de bienes y/o servicios comprometidos con los clientes.

(e) Contratos con modificaciones:

Estos se configuran cuando se presentan cambios en el alcance o en el precio aprobados por las partes, que crean nuevos derechos y obligaciones exigibles en el contrato a cambio de los bienes y o servicios ofrecidos a los clientes.

(f) Consideración como Principal o Agente:

Cuando se encuentre involucrado un tercero en proporcionar bienes y/o servicios a un cliente, la Compañía deberá determinar si el compromiso de cumplir con las obligaciones de desempeño está a su cargo o a cargo de una tercera parte. En caso que la Compañía controle los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes y satisfaga las obligaciones de desempeño por sí misma, esta actúa como principal. En caso contrario actúa como agente.

Cuando la Compañía controla y satisface las obligaciones de desempeño con los clientes actúa como principal y reconoce como ingreso el importe bruto de la contraprestación a la que espera tener derecho a cambio de los bienes y/o servicios transferidos. Cuando el control y satisfacción de las obligaciones de desempeño están a cargo de una tercera parte; La Compañía actúa como agente y reconoce los ingresos por el importe neto de la contraprestación que tiene derecho.

Costos del contrato:

Se podrá reconocer un activo por los costos de obtener o cumplir un contrato.

Activos y pasivos Contractuales:

La Compañía reconocerá un activo contractual y un pasivo contractual, en la medida que se presentan las siguientes circunstancias en el suministro de bienes y servicios:

- » Activo contractual: Se presenta como el derecho que tiene la Compañía a una contraprestación a cambio del suministro de bienes y/o servicios transferidos a los clientes, cuando ese derecho está condicionado por algo distinto al paso del tiempo.
- » Pasivo del contrato: Corresponde a la obligación que tiene la Compañía de transferir bienes y/o servicios a los clientes, por los que la Compañía ha recibido una contraprestación por parte de los clientes.

3.2.17. 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 periodo 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, mantenimiento de los activos, costos del sistema de transmisión depreciaciones, amortizaciones, entre otros.

Dentro de los gastos se incluyen, 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.



3.2.18. 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.

3.2.19. 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.

La disposición legal que contempla la constitución de reservas aplicables a la Compañía es la siguiente:

- » 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 Compañía, 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.
- » Hasta el 2016, el artículo 130 del estatuto tributario, contemplaba la apropiación de las utilidades netas equivalentes al 70% del mayor valor de la depreciación fiscal sobre la depreciación contable, calculada bajo normas contables locales. Este artículo fue derogado por la ley 1819 del 2016 en el artículo 376; por lo anterior a partir del 2017 no se apropia esta reserva, pero se mantienen las reservas de años anteriores.

3.2.20. Utilidad por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia neta del periodo atribuible a los accionistas de la Compañía y el número promedio ponderado de acciones ordinarias de las mismas en circulación durante dicho periodo, una vez efectuada la apropiación de los dividendos preferentes correspondientes a 20.952.601 acciones al 31 de diciembre de 2018 del Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P. Los dividendos preferentes tienen un valor de US\$0,1107 por acción.

3.2.21. 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 valor del "patrimonio total" en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en primera instancia es por la Junta Directiva de la Compañía y en segunda instancia la Asamblea General Ordinaria de Accionistas.

3.2.22. Segmentos de operación

Un segmento de operación es un componente de una entidad:

- (a) 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).
- (b) 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
- (c) 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 registra 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 equivalente de efectivo, neto

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Saldos en bancos (1)	\$ 533.257.546	\$ 440.296.978
Otro efectivo y equivalentes al efectivo	72.467.674	58.753.003
Otro efectivo y equivalentes al efectivo (2)	72.562.744	58.753.003
Deterioro efectivo y equivalentes al efectivo(*)	(95.070)	-
Depósitos a corto plazo (3)	29.000.000	64.500.000
Efectivo en caja	41.945	1.778
	\$ 634.767.165	\$ 563.551.759

(*) Corresponde a la aplicación de la implementación de la NIIF 9 calculando un deterioro en el efectivo y equivalente de efectivo por \$95.070

(1) El incremento en los bancos obedece principalmente a la realización de operaciones de securitización entre la Compañía y el Banco Santander, para la cartera de energía de los mercados mayorista y no regulado.

El detalle equivalente en pesos por tipo de moneda del saldo anterior es el siguiente (Ver nota 31):

Detalle por Moneda	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Pesos Colombianos	\$ 633.033.189	\$ 563.300.534
Dólares Americanos	1.723.305	228.522
Euros	10.671	22.703
	\$ 634.767.165	\$ 563.551.759

(2) Los encargos fiduciarios y carteras colectivas corresponden a operaciones habituales de adiciones y disminuciones que realiza diariamente la tesorería a estas entidades, con el fin de canalizar los recursos procedentes del recaudo. A continuación se detallan a cierre de diciembre 2018:

Entidad Financiera	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Fiduciaria Corficolombiana-Valor Plus I-Vía Perimetral (*)	\$ 47.440.163	\$ 47.539.934
Alianza Fiduciaria-Fondo Abierto Alianza	11.299.727	3.888.574
Corredores Asociados Interés	9.175.749	336.509
Credicorp Capital-Fonval	3.085.158	6.108.027
Corredores Asociados Interés Derivex	463.089	421.215
BBVA Fiduciaria- Fondo Efectivo Clase G	463.046	-
Valores Bancolombia –Renta liquidez	343.157	244.341



Entidad Financiera	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
BBVA Fiduciaria País	185.047	40.847
Fiduciaria Corficolombiana- Confianza Plus	104.060	2.465
Fiduciaria Bogotá Sumar	3.548	171.091
\$	72.562.744	\$ 58.753.003

(*) Cartera constituida para atender las obligaciones de construcción de la vía perimetral para la zona de influencia de la central El Quimbo, anteriormente llamada Cartera colectiva QB.

(3) Los depósitos a corto plazo corresponden a certificados de depósito a término fijo (CDT's) que vencen en un plazo igual o inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo.

Al 31 de diciembre de 2018 el saldo corresponde a:

Banco	Monto	Tasa EA	Días	Inicio	Vencimiento	Concepto
Colpatria	\$ 29.000.000	4,39%	90	16-oct-18	16-ene-19	Bonos
Total	\$ 29.000.000					

Al 31 de diciembre de 2017 el saldo corresponde a:

Banco	Monto	Tasa EA	Días	Inicio	Vencimiento	Concepto
Itaú	\$ 22.000.000	4,97%	78	27-oct-17	15-ene-18	Dividendos Accionistas
Sudameris	20.000.000	5,60%	90	17-oct-17	15-ene-18	Dividendos Accionistas
Av Villas	16.000.000	5,3%	86	16-nov-17	12-feb-18	Deuda, bonos
AV Villas	6.500.000	5,30%	90	16-nov-17	16-feb-18	Deuda, bonos
Total	\$ 64.500.000					

Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía presenta efectivo restringido (Ver nota 35).

5. Otros activos financieros, neto

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Otros activos (1)	\$ 74.381.226	\$ -	\$ 50.658.918	\$ -
CDT's (a)	69.400.000	-	47.000.000	-
Otros Activos (b)	4.981.226	-	3.658.918	-
Fideicomisos	9.215.309	-	8.358.731	-
Fideicomisos (2)	9.279.311	-	8.358.731	-
Deterioro fideicomisos (*)	(64.002)	-	-	-
Garantías mercados derivados energéticos	1.790.665	-	1.652.671	-
Instrumentos derivados de cobertura y no cobertura(3)	582.398	-	3.690.097	-
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (4)	-	1.923.594	-	3.266.532
\$	85.969.598	\$ 1.923.594	\$ 64.360.417	\$ 3.266.532

(*) Corresponde a la aplicación de la implementación de la NIIF 9 calculando un deterioro en fideicomisos por valor de \$64.002.

(1) Los otros activos financieros corrientes están compuestos:

(a) CDT's constituidos con los cuales la empresa busca mitigar su riesgo de liquidez así:

Al 31 de diciembre de 2018:

	Valor	Tasa EA	Plazo	Inicio	Vencimiento
Sudameris	\$ 50.000.000	4,00%	98	10/10/2018	16/01/2019
Colpatria	17.000.000	4,40%	92	16/10/2018	18/01/2019
Colpatria	2.400.000	4,42%	98	16/10/2018	24/01/2019
\$	69.400.000				

Al 31 de diciembre de 2017:

	Valor	Tasa EA	Plazo	Inicio	Vencimiento
Sudameris	\$ 20.000.000	5,60%	95	12/10/2017	15/01/2018
Itaú	14.000.000	5,13%	91	14/12/2017	14/03/2018
Itaú	7.500.000	5,20%	104	18/09/2017	02/01/2018
Itaú	5.500.000	5,13%	103	14/12/2017	27/03/2018
\$	47.000.000				

(b) Al 31 de diciembre de 2018 se encuentra principalmente el embargo proferido por el Municipio de Guachené, con fundamento en la Resolución No. 028 de 2018 o en la No. 059 del 13 de junio de 2018, por presuntas deudas fiscales sobre las siguientes cuentas corrientes bancarias donde fue ejecutado el embargo por \$4.011.445

Embargo	Proceso	Banco	Valor depósito judicial
Municipio de Guachené	Resolución 0115	Davivienda	\$ 3.500.000
Municipio de Guachené	Resolución 0115	Fiduciaria Occidente	288.108
Municipio de Guachené	Resolución 0115	Corpbanca	153.451
Municipio de Guachené	Resolución 079	BBVA	51.791
Municipio de Guachené	Resolución 0115	Banco Bogotá	18.096

(2) Al 31 de diciembre de 2018 el saldo de los fideicomisos corresponde a:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Fideicomisos Embalse Tominé (a)	\$ 4.666.480	\$ 4.750.516
Fideicomisos Proyecto Quimbo (b)	2.575.646	2.496.986
Fideicomisos Embalse Muña (a)	1.436.831	1.111.229
Fideicomisos Zomac (c)	600.354	-
\$	9.279.311	\$ 8.358.731

(a) El saldo al 31 de diciembre de 2018 corresponde principalmente a los fideicomisos con BBVA así: Embalse de Tominé Fiduciaria fideicomiso No 31636 por \$3.300.954 y fideicomiso No 31555 por \$1.365.526, destinados para la administración, operación, mantenimiento y mejoramiento del Embalse de conformidad con la Resolución No 0776 de 2008 por la cual el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial aprobó el Plan de Manejo Ambiental y con Embalse de Muña Fiduciaria Fideicomiso No. 31683 por \$ 1.145.167 destinados para dar cumplimiento al fallo del Consejo de Estado dentro de la acción popular radicada con el No. 479-2001, así como cumplir con las obligaciones estipuladas en las Resoluciones 506 de 2005, 1318 de 2007 y 2000 de 2010 expedidas por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca – CAR–y Fiduciaria Fideicomiso No 32374 por \$ 291.664 destinado para dar cumplimiento a la resolución No. 1153 de 17 de junio de 2015 para la elaboración del Plan de Manejo Ambiental del embalse del Muña.

(b) El fideicomiso proyecto Quimbo se constituyó con Corficolombiana para atender compromisos derivados de la construcción de la central hidroeléctrica El Quimbo.

(c) El fideicomiso Zomac se constituyó a partir de la aprobación de la Agencia de Renovación del Territorio ART de vinculación del pago del impuesto sobre la renta y complementario para el periodo gravable 2017 a un proyecto de inversión en las zonas afectadas por el conflicto armado –ZOMAC la cual tiene como propósito la administración de los recursos, al 31 de diciembre de 2018 el saldo es de \$600.354.



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

(3) La Compañía al 31 de diciembre de 2018 tiene constituido un (1) derivado con valoración activa que corresponde a un forward con BNP PARIBAS para cubrir la exposición Costo Equivalente Real en Energía (CERE), se detalla a continuación:

Derivado	Subyacente	Factor de Riesgo	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada Act.	MTM
FORWARD	Cobertura Exposición CERE diciembre	Tipo de cambio	2.500.000	USD	3.040,24	582.398
Total valoración			2.500.000			\$ 582.398

Por otro lado a 31 de diciembre de 2017 tenía constituido tres (3) derivados con valoración activa así: (1) swap con el Banco del crédito del Perú (BCP), (1) forward con el Banco Itaú y (1) forward con el BBVA, todos estos para cubrir respectivamente la obligación contraída de deuda con el BCP, la exposición Costo Equivalente Real en Energía (CERE) y la póliza anual de todo riesgo daños materiales, se detallan a continuación:

Derivado	Subyacente	Factor de Riesgo	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	MTM
SWAP	Cobertura Deuda equiv. 34,8 MUSD	Tipo de cambio	100.000.000	USD	2.871,25	\$ 3.547.209
FORWARD	Cobertura Exposición CERE diciembre	Tipo de cambio	8.008.308	USD	2.966,04	48.492
FORWARD	Pago póliza seguros todo riesgo	Tipo de cambio	17.579.754	USD	2.974,17	94.396
Total valoración			125.588.062			\$ 3.690.097

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

Títulos Participativos en Acciones	Actividad Económica	Acciones Ordinarias	% Participación	Valor 31/12/18	Valor 31/12/17
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Energía	109.353.394	0,22%	\$ 1.923.594	\$ 3.266.532

Al 31 de diciembre de 2018, se refleja una disminución originada en la inversión en Electricaribe S.A E.S.P., como resultado de la valoración calculada a valor razonable con base en la participación de la Compañía en el patrimonio de Electricaribe, siendo este el método más adecuado para medir la inversión por las condiciones de la contraparte; este instrumento de patrimonio se clasifica como medido a valor razonable con cambios en otros resultados integrales, por \$1.342.940, esta Compañía fue intervenida por el Estado Colombiano.

6. Otros activos no financieros, neto

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Anticipos para adquisición de bienes (1)	\$ 12.288.840	\$ -	\$ 11.852.022	\$ -
Otros deudores (2)	6.188.501	718.488	8.540.321	570.049
Otros deudores	10.303.493	-	-	-
Deterioro otros deudores	(4.114.992)	-	-	-
Gastos pagados por anticipado	-	-	4.325	-
Beneficios a empleados por préstamos(3)	550.258	6.893.325	555.621	6.843.249
Cuentas por cobrar aseguradoras	-	-	25.803	-
\$	19.027.599	\$ 7.611.813	\$ 20.978.092	\$ 7.413.298

(1) Dentro del saldo de los anticipos se encuentra principalmente las garantías entregadas a XM para las negociaciones en las operaciones de energía por \$5.807.808.

A continuación el detalle de los anticipos a cierre de diciembre de 2018:

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	\$		\$	
Depósitos en garantía XM	5.807.808		4.589.779	
T.M.E. S.P.A. Termomecánica Ecología	3.402.708		2.057.138	
Procesos y Diseños Energéticos S.A.	750.154		-	
Rainpower Norge AS	603.304		-	
Mosquera Casas Cristian	254.221		254.221	
Cass Constructores S.A.S	248.396		248.396	
Solarte Nacional de Construcciones	248.396		248.396	
Pegasus Blending International SAS	151.364		225.819	
Fondo Nacional Ambiental – Fonam	81.540		81.540	
Cofical Renk Mancais Do Brasil Ltda	80.404		-	
American Express	51.311		-	
Gallagher Consulting Ltda	45.231		45.231	
Empresas Municipales de Cartago E.S.P	45.167		45.167	
Schneider Electric Systems Colombia	29.015		29.015	
Empresa de Energía de Pereira	22.478		22.478	
Huertas Amador Jhon Jairo	8.023		-	
Empresa Municipal De Energía	3.290		3.290	
Establecimiento Publico Ambiental	3.063		-	
Urrego Gonzalez José Nemesio	2.804		2.804	
Agencia de Aduanas DHL Global Forwa	2.531		-	
Colmedica Medicina Prepagada S A	2.335		2.335	
Andrade Silva Jesus Antonio – Notar	2.000		2.000	
Cardique–Corporación Autónoma Regional	1.574		1.574	
BBVA Fiduciaria	-		2.802.441	
Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales	-		1.006.909	
Vansolix S.A.	-		197.547	
Centrales Eléctricas del Norte	-		143.678	
Banco AV Villas	-		54.696	
Claudia Zamorano C & Cia Ltda	-		28.247	
Central Hidroeléctrica de Caldas	-		15.640	
Centrales Eléctricas	-		11.162	
Electrificadora del Huila S.A. E.S	-		4.907	
Empresa de Energía del bajo Putumayo S.A.	-		2.908	
Colombia Telecomunicaciones S.A. E.	-		1.649	
Agencia De Aduanas Suppla S.A.S.	-		25	
Diferencia En Cambio No Realizada	441.723		(276.970)	
\$	12.288.840		\$ 11.852.022	

(2) Al 31 de diciembre de 2018 los otros deudores están compuestos principalmente por 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 en 1997 por \$6.036.166.

El deterioro de otros deudores corresponde a la aplicación de la implementación de la NIIF 9 bajo el modelo colectivo, evaluación general por \$4.114.992.

(3) Los beneficios por 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, neto

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Cuentas comerciales, bruto (1)	\$ 153.160.865	\$ 43.242.362	\$ 301.265.204	\$ -
Otras cuentas por cobrar, bruto (2)	3.293.463	17.111.252	3.563.672	13.758.291
Cartera Compensaciones Térmicas (3)	2.366.301	-	17.799.328	3.905.284
Cartera financiada comercial, bruto (4)	934.239	57.304.698	56.681.996	2.491.233
Cartera financiada empleados retirados, bruto	284.740	-	313.423	-
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	\$ 160.039.608	\$ 117.658.312	\$ 379.623.623	\$ 20.154.808
Provisión de deterioro cuentas comerciales (5)	(6.068.053)	(43.242.362)	(45.765.100)	-
Provisión de deterioro otras cuentas por cobrar	(49.100)	(132.247)	(2.456.053)	-
Provisión de deterioro cartera financiada comercial (5)	(934.239)	(57.304.698)	(56.681.996)	(2.491.233)
Provisión de deterioro cartera financiada empleado retirados	(2.114)	-	(75.755)	-
Total provisión por deterioro	(\$ 7.053.506)	(\$ 100.679.307)	(\$ 104.978.904)	(\$ 2.491.233)
Cuentas comerciales, neto	147.092.812	-	255.500.104	-
Otras cuentas por cobrar, neto	3.244.363	16.979.005	1.107.619	13.758.291
Cartera Compensaciones Térmicas	2.366.301	-	17.799.328	3.905.284
Cartera financiada comercial, neto	-	-	-	-
Cartera financiada empleados retirados, neto	282.626	-	237.668	-
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 152.986.102	\$ 16.979.005	\$ 274.644.719	\$ 17.663.575

Al 31 de diciembre de 2018, la composición de las cuentas comerciales es la siguiente:

	Cartera vigente	Cartera vencida			Total cartera corriente
		1-180 días	181-210 días	>360 días	
Cuentas comerciales, bruto	\$ 149.843.691	\$ -	\$ 833.932	\$ 2.483.242	\$ 153.160.865
- Grandes clientes	79.643.986	-	-	-	79.643.986
- Clientes institucionales	14.237.031	-	-	-	14.237.031
- Otros	55.962.674	-	833.932	2.483.242	59.279.848
- Provisión deterioro	(2.750.879)	-	(833.932)	(2.483.242)	(6.068.053)
Cuentas Comerciales, neto	\$ 147.092.812	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 147.092.812

Al 31 de diciembre de 2017, la composición de las cuentas comerciales es la siguiente:

	Cartera Vigente	Cartera Vencida		Total Cartera Corriente
		1-180 días	>360 días	
Cuentas comerciales, bruto	\$ 255.469.038	\$ 57.402	\$ 45.738.764	\$ 301.265.204
- Grandes clientes	247.136.772	57.402	45.738.764	292.932.938
- Clientes institucionales	8.059.523	-	-	8.059.523
- Otros	272.743	-	-	272.743
- Provisión deterioro	-	(26.336)	(45.738.764)	(45.765.100)
Cuentas Comerciales y Cartera Financiada, neto	\$ 255.469.038	\$ 31.066	\$ -	\$ 255.500.10

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

Al 31 de diciembre de 2018, la cartera de cuentas comerciales presenta una variación de \$148.104.339, que corresponde principalmente a:

- (a) La variación de \$91.412.255 se genera principalmente porque la Compañía transfirió cartera de energía, a través de un acuerdo de venta de cuentas por cobrar sin recurso suscrito en octubre de 2018 con el Banco Santander S.A. de España (en adelante “el Banco”), la compañía ha retenido el control sobre una porción de los activos financieros objeto del contrato, que se reconoce en el estado de situación financiera como una “implicación continuada”. Las principales características de esta operación son las siguientes:

- » Naturaleza de los activos transferidos: Cuentas por cobrar por la venta de energía de clientes del mercado mayorista y del mercado no regulado designados como elegibles por el banco;
- » Naturaleza de los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo: La Compañía ha sido delegada como gestor de cobro por el Banco y por lo tanto está obligada a transferir los activos producto de los importes recaudados. El beneficio inherente a la propiedad del activo es el derecho al recaudo de los flujos de caja que provienen de estas cuentas por cobrar y el riesgo asociado es el impago de las mismas. La Compañía transfiere al banco los riesgos y recompensas del 95% de los saldos y retiene el control del 5% que cubre los posibles ajustes de la cuenta por cobrar en la facturación real. La Compañía no puede enajenar a otro tercero las cuentas por cobrar cedidas al banco y tiene la obligación de transferir al banco los recaudos que efectúe como gestor de cobro.
- » Descripción de la naturaleza de la relación entre los activos transferidos y los pasivos asociados: En relación con la porción que continua bajo el control de la Compañía se configura una “implicación continuada” por lo cual se da de baja el activo en la parte cedida al banco (95%) y se reconoce un activo financiero y un pasivo financiero por \$6.421.487 (Ver nota 13).
- » Precio: El Banco pagará el precio de compra sobre el 95% del valor nominal de la cartera elegida aplicando una tasa de descuento;

Los montos de las operaciones realizadas entre octubre y diciembre de 2018, son los siguientes:

Detalle Implicación continuada	Saldos a 31 de diciembre de 2018
Valor en libros total de las cuentas por cobrar antes de la transferencia	122.008.249
Valor en libros total de los activos que la Compañía continúa reconociendo	6.421.487
Valor en libros de los pasivos asociados	(6.421.487)

- (a) Disminución por recaudo de cartera del mercado mayorista por \$23.628.917.
- (b) Aumento de contratos para el mercado no regulado y otros clientes por \$4.311.067.
- (c) Reclasificación del rubro de cartera del mercado mayorista del corto a largo plazo de Electricaribe por \$43.242.362.
- (2) Dentro del saldo de las otras cuentas por cobrar no corrientes al 31 de diciembre de 2018, se encuentra principalmente préstamos de vivienda a empleados por \$11.192.894; saldo a favor generado en la declaración de renta 2003 por \$5.549.220, el cual fue solicitado a la DIAN. Este saldo a favor se encuentra en discusión con la DIAN mediante proceso de fiscalización del impuesto, el cuál fue llevado a la vía judicial. El 27 de julio de 2017 el Tribunal Administrativo del Huila emitió fallo de primera instancia acogiendo los argumentos de la DIAN considerando que ciertos ingresos de la Compañía, tales como ajustes por inflación y el resultado no operacional, no califican en la exención de la Ley Páez por no estar relacionadas con la actividad de generación eléctrica. El fallo no planteó un sustento jurídico de fondo y tampoco se pronunció sobre varios argumentos de defensa presentados por la Compañía. Del mismo modo, el Tribunal confirmó sanción de inexactitud sin analizar diferencia de criterios ni definir el hecho sancionable.

Por lo anterior, el 10 de agosto de 2017 la Compañía radicó la apelación reiterando que el beneficio recae sobre la Compañía y la ley no discrimina su aplicación cuando se trata de ingresos no operacionales. Se puso en consideración nuevos fallos del Consejo de Estado que soportan la posición de la Compañía. Se insistió en que existe una diferencia de criterio y por lo tanto se debe levantar la sanción de inexactitud. El 22 de septiembre de 2017 el proceso fue repartido en el Consejo de Estado donde surtirá la segunda instancia. El 10 de noviembre de 2017 se corrió traslado para alegar y los alegatos de conclusión fueron radicados el 24 de noviembre del mismo año. El 17 de enero de 2018, el proceso entró al despacho del magistrado para fallo de segunda instancia, en esta etapa pueden transcurrir dos años.

- (3) El 27 de octubre de 2015, la Comisión Reguladora de Energía y Gas, CREG, emitió 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 4 de noviembre del 2015 manifiesta a este ente regulador acogerse a la opción contemplada en la resolución. La cartera por compensaciones térmicas a 31 de diciembre de 2018 se presenta como cartera corriente por \$2.366.301 y su variación corresponde a la amortización reconocida por XM Compañía de Expertos en Mercados S.A E.S.P en el informe mensual de ventas.

(4) Al 31 de diciembre de 2018 el valor corresponde principalmente a la cartera financiada comercial de los contratos de suministro de Energía No.EDCC-111-2012 y EDCC-154-201 y al otro sí número EDCC-136-2013/EM-13-213, celebrado con el cliente del mercado mayorista Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P, que por dificultades internas de flujo de caja se acuerda ampliar el pago de la facturas al primer día del tercer mes inmediatamente siguiente al mes del consumo, es así que la Compañía clasifica esta cartera como cartera financiada a largo plazo por \$55.747.757. Adicionalmente, el 3 de junio de 2017 se firma el acuerdo de acreedores entre Termocandelaria y sus acreedores, en el cual la Compañía, actúa como operador de las transacciones en bolsa, mediante la representación de XM, en el cual se fijaron los términos y condiciones bajo las cuales Termocandelaria, dará cumplimiento a las obligaciones a su cargo; al finalizar el periodo, la cartera tiene un saldo corriente por \$934.239 y no corriente por \$1.556.941

(5) A partir del 1 de enero de 2018 con la entrada en vigencia de la NIIF 9, se calcula la pérdida crediticia esperada reconociendo el deterioro de manera anticipada desde el primer día y no esperando a que se dé algún evento que indique el deterioro del activo financiero.

En la implementación se adoptaron dos modelos definidos por el grupo:

- » Modelo simplificado individual
- » Modelo general colectivo

(Ver nota 3.1. Cambios en políticas y nota 3.2.7 (b) política de deterioro de activos financieros)

La evolución del deterioro de cartera y otros activos es el siguiente:

Concepto	Deterioro bajo NIIF 9 al 31 de diciembre de 2018	Deterioro bajo NIC 39 al 31 de diciembre de 2017
Provisión de deterioro cuentas comerciales	\$ -	\$ 104.938.329
Modelo Simplificado Individual	107.549.352	-
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar	-	2.531.808
Modelo General Colectivo	4.457.525	-
Total	\$ 112.006.877	\$ 107.470.137

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.

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.

Para los préstamos a empleados las garantías están cubiertas con hipotecas, pagares y prendas.

8. 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 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
				Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Codensa S.A. E.S.P. (1)	Vinculado	Colombia	Prestamos por cobrar a empresas del grupo	\$ 81.276.572	\$ -	\$ -	\$ -
Codensa S.A. E.S.P. (2)	Vinculado	Colombia	Venta de energía	53.699.255	-	-	-
Codensa S.A. E.S.P. (3)	Vinculado	Colombia	Otros servicios	133.796	-	1.601.676	-
Enel Green Power Colombia S.A. E.S.P. (4)	Vinculado	Colombia	Servicios de administración	109.609	-	315.704	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (5)	Subsidiaria	Colombia	Anticipo	75.057	-	738.931	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (6)	Subsidiaria	Colombia	Servicios de administración	36.334	-	-	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Subsidiaria	Colombia	Préstamos por pagar/cobrar a empresa del grupo	-	-	-	1.136.816
Enel S.P.A. (7)	Vinculado	Italia	Otros servicios	73.002	-	-	-
Enel Chile S.A (8)	Vinculado	Chile	Otros servicios	24.176	-	24.176	-
Endesa Energía S.A.	Vinculado	España	Otros servicios	-	-	2.204	-
Energía Nueva Energía Limpia México	Vinculado	México	Otros servicios	-	-	51.215	-
Total				\$ 135.427.801	\$ -	\$ 2.733.906	\$ 1.136.816

(1) Corresponde al crédito intercompañía por \$81.000.000 desembolsado en diciembre de 2018 e intereses de \$276.572 con vencimiento el 11 de febrero de 2019 a una tasa efectiva de 6.93%.

(2) Corresponde a la cartera producto de la venta de energía, generando un aumento a 31 de diciembre de 2018, puesto que esta cartera no fue negociada en la operación de factoring

(3) Corresponde principalmente a la provisión por servicio de operación de la de Subestaciones de Codensa en plantas de la Compañía por \$89.250 y servidumbre línea Nueva Esperanza predio Muña por \$44.047.

(4) Corresponde a facturación del contrato por prestación de servicios de asistencia en la gestión y operación de los procesos de administración y gestión entre Enel Green Power Colombia S.A. E.S.P y la Compañía de octubre, noviembre y diciembre de 2018.

(5) Corresponde al anticipo para el mantenimiento de la barcaza de Sociedad Portuaria Central Cartagena.

(6) Corresponde a la prestación de servicios del contrato de administración, explotación, operación y mantenimiento de los activos de octubre, noviembre y diciembre.

(7) Corresponde a la provisión por los costos del personal expatriado en Italia.

(8) Corresponde a la factura por los costos del personal expatriado en Chile.

Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Relación	Tipo de Transacción	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
				Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Grupo Energía de Bogotá S. A. E.S.P. (*) (1)	Colombia	Accionista	Dividendos	\$ 79.481.152	\$ -	\$ 67.076.920	-
Grupo Energía de Bogotá S. A. E.S.P. (2)	Colombia	Accionista	Otros servicios	40.460	-	-	-
Enel Américas S.A.(3)	Chile	Vinculado	Dividendos	74.803.250	-	63.129.075	-
Codensa S.A. E.S.P. (4)	Colombia	Vinculado	Compra de energía	11.311.486	-	11.253.832	-
Codensa S.A. E.S.P. (4)	Colombia	Vinculado	Otros servicios	406.296	-	892.078	-
Enel Produzione Spa (5)	Italia	Vinculado	Estudios y proyectos	7.565.834	-	4.645.192	-
Enel Produzione Spa (6)	Italia	Vinculado	Otros servicios	762.389	-	220.623	-
Enel Generación Chile S.A. (7)	Chile	Vinculado	Otros servicios	3.092.515	-	-	-
Enel Generación Chile S.A. (6)	Chile	Vinculado	Otros servicios	195.043	-	1.457.107	-
Enel Italia Srl (8)	Italia	Vinculado	Estudios y proyectos	2.914.885	-	5.613.784	-
Enel Italia Srl (9)	Italia	Vinculado	Otros servicios	463.400	-	-	-
Enel Italia Srl (6)	Italia	Vinculado	Otros servicios	52.707	-	-	-



Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Relación	Tipo de Transacción	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
				Corriente	Corriente
Enel Green Power SPA (9)	Italia	Vinculado	Otros servicios	2.588.922	238.361
Cesi SPA (10)	Italia	Vinculado	Otros servicios	1.113.248	-
Enel Green Power Brasil Participações (6)	Brasil	Vinculado	Otros servicios	745.735	362.575
C.G. Term. Fortaleza (6)	Brasil	Vinculado	Otros servicios	740.797	382.754
Enel Iberoamérica SRL (6)	España	Vinculado	Otros servicios	739.059	623.804
Enel Green Power Colombia S.A.S. (11)	Colombia	Vinculado	Compra de energía	525.231	-
Enel Green Power Colombia S.A.S. (12)	Colombia	Vinculado	Otros servicios	1.717	-
Enel SPA (6)	Italia	Vinculado	Otros servicios	432.419	405.063
Enel Global Trading SPA (9)(**)	Italia	Vinculado	Otros servicios	308.000	-
Enel Global Trading SPA (6)	Italia	Vinculado	Otros servicios	126.668	319.320
Enel GI Th Generation SRL (6)	Italia	Vinculado	Otros servicios	289.369	-
Enel GI Th Generation SRL (9)	Italia	Vinculado	Otros servicios	200.686	-
Enel Fortuna S.A. (6)	Panamá	Vinculado	Otros servicios	172.259	171.834
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (13)	Colombia	Subsidiaria	Otros servicios	34.563	72.089
Total				\$ 189.108.090	\$ 156.864.411

(*) El Grupo Energía de Bogotá S. A. E.S.P. es accionista de la Compañía (Ver nota 20)

(**) Enel Trading SPA antes Enel Trade

- (1) Corresponde a los dividendos decretados al Grupo Energía de Bogotá S.A E.S.P.
- (2) Corresponde a las facturas por servicio de conexión entre el Grupo Energía de Bogotá de la subestación Tesalia (Quimbo) de octubre a diciembre de 2018.
- (3) Corresponde a los dividendos decretados a Enel Américas S.A.
- (4) El saldo incluye de los estimados de peajes, Sistema de Transmisión Regional (STR), Sistema de Distribución Local (SDL) y facturación energía. Corresponde a cobros por obras servicios Codensa por \$273.347, cuenta por pagar por conceptos de nómina y acreencias laborales por \$124.891 y servicios de Club El Rancho de los trabajadores Chávez Saenz por \$8.058.
- (5) Corresponde a los servicios de Ingeniería para los proyectos BEPP (Best Enviromental Practice Project), Life Extension de la central Termozipa por \$4.920.255 y al contrato E&C Services Italia 1Q 2018 Services Engineering por \$2.645.579.
- (6) Corresponde a la cuenta por pagar de los costos del personal expatriado de España, Italia, Brasil, Chile y Panamá en Colombia.
- (7) Corresponde a los servicios de ingeniería para las plantas generadoras de energía – Termozipa proyecto adaptación medioambiental y extensión de la vida útil.
- (8) Corresponde a los servicios Cloud por \$1.521.287, Cyber Security por \$816.953 y Digital Enable por \$576.645 según contrato DCO y Cyber Security correspondiente a Global Digital Solution.
- (9) Corresponde a la provisión por Generación Management fee y Technical Fee.
- (10) Corresponde a los servicios de Ingeniería según contrato marco para los embalses Muña y central Paraíso
- (11) Corresponde a compra de energía para el periodo de diciembre de 2018.
- (12) Corresponde a los cobros originados por los traslados de empleados.
- (13) Saldos facturas servicios portuarios.

Transacciones con vinculados económicos efectos correspondientes a resultados:

Ingresos/ Compañía	Concepto de la Transacción	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Codensa S.A. E.S.P.	Venta de Energía	\$ 752.923.600	\$ 790.584.601
Enel Green Power Colombia S.A.S.	Otros servicios	362.399	206.474
Codensa S.A. ESP	Ingresos Financieros	297.791	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Operación e intereses	175.214	187.944
Enel S.P.A.	Otros servicios	73.002	-
Enel S.P.A.	Diferencia en cambio	19.214	-
Enel Produzione S.P.A.	Diferencia en cambio	17.533	-
Enel Fortuna S.A.	Diferencia en cambio	9.500	-
Enel Global Trading SPA	Diferencia en cambio	8.003	-
Cesi SPA	Diferencia en cambio	1.185	-
Grupo Energía de Bogotá S. A. E.S.P.	Servicios de Operación	-	577.755
Energía Nueva Energía Limpia México	Otros Servicios	-	36.900
Energía Nueva Energía Limpia México	Diferencia en cambio	-	176
Enel Iberoamérica SRL	Diferencia en cambio	-	5.375
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	2.016
		\$ 753.887.441	\$ 791.601.241
Codensa S.A. E.S.P.	Transporte de energía	\$ 138.382.874	\$ 133.552.134
Enel Italia SRL	Otros servicios	2.409.238	2.210.114
Enel Green Power SPA	Otros Servicios	2.350.561	238.361
Fundacion Enel	Donaciones	1.126.699	784.000
Enel Produzione S.P.A.	Otros Servicios	993.438	976.137
Enel S.P.A.	Otros Servicios	840.878	345.373
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Gestión y operación	663.512	854.500
Enel Global Trading SPA	Otros Servicios	543.977	601.832
Enel Green Power Colombia S.A.S.	Otros servicios	525.231	-
Enel GI Th Generation SRL	Otros Servicios	490.055	-
Codensa S.A. E.S.P.	Otros Servicios	473.745	597.999
Enel Fortuna S.A.	Otros Servicios	360.683	171.834
C.G. Term. Fortaleza	Otros Servicios	358.044	382.754
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	157.970	-
Enel Iberoamérica SRL	Otros Servicios	115.256	437.537
Enel Produzione SPA	Diferencia en cambio	36.529	87.091
Cesi SPA	Diferencia en cambio	35.949	-
Enel Italia SRL	Diferencia en cambio	27.818	119.868
Energía Nueva Energía Limpia México	Otros Servicios	843	-
Energía Nueva Energía Limpia México	Diferencia en cambio	842	-
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	52	-
Enel SPA	Diferencia en cambio	-	9.618
		\$ 149.894.200	\$ 141.369.152

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 cociente 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 periodos 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.

La Junta Directiva vigente al 31 de diciembre de 2018 fue elegida por la Asamblea General de Accionistas en sesión ordinaria llevada a cabo el 20 de marzo de 2018. En la Compañía se designa un Presidente, el cual es elegido por la Junta Directiva entre sus miembros para un periodo determinado, pudiendo ser reelegido indefinidamente o removido libremente antes del



vencimiento del período. Así mismo, la Junta Directiva tiene un Secretario, quién puede ser miembro o no de la Junta. La designación del Presidente se aprobó por la Junta Directiva en sesión del 26 de mayo de 2015. La designación del Secretario se aprobó en la sesión del 24 de abril de 2018.

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 al 31 de diciembre de 2018, según aprobación de la Asamblea de Accionistas en sesión ordinaria del 20 de marzo de 2018 es de USD\$1.000, después de impuestos, por asistencia a cada sesión de la Junta Directiva.

De acuerdo con el acta de Asamblea General de Accionistas número 99 celebrada el 20 de marzo de 2018, se aprobó la siguiente plancha de Junta Directiva en los términos expuestos a continuación.

Renglón	Principal	Suplente
Primero	Andrés Caldas Rico	Diana Marcela Jiménez
Segundo	Lucio Rubio Díaz	Fernando Gutiérrez Medina
Tercero	José Antonio Vargas Lleras	Michele Di Murro
Cuarto	Astrid Álvarez Hernández	Alvaro Villasante Losada
Quinto	Diana Margarita Vivas Munar	Camila Merizalde Arico
Sexto	Luis Fernando Alarcón Mantilla	Rodrigo Galarza Naranjo
Séptimo	Luisa Fernanda Lafaurie	Maria Paula Camacho

Los honorarios pagados a la Junta Directiva:

Tercero	AI 31 de diciembre de 2018	AI 31 de diciembre de 2017
Vargas Lleras José Antonio	\$ 47.921	\$ 34.060
Alarcón Mantilla Luis Fernando	40.588	16.717
Rubio Díaz Lucio	37.414	40.110
Lafaurie Luisa Fernanda	37.414	30.117
Vivas Munar Diana Margarita	34.155	30.281
Caldas Rico Andrés	33.907	-
Álvarez Hernández Gloria Astrid	19.875	33.482
Villasante Losada Alvaro	17.539	-
Merizalde Arico Camila	16.227	6.793
Galarza Naranjo Rodrigo	6.579	13.564
Di Murro Michele	3.633	-
Jiménez Rodríguez Diana Marcela	3.507	-
Riga Bruno	-	40.110
López Valderrama Andres	-	10.159
Caprini Daniele	-	6.767
Herrera Lozano José Alejandro	-	6.672
Araujo Castro María Consuelo	-	6.589
Romero Raad Richard Ernesto	-	3.405
Gomez Navarro Sergio Andrés	-	3.322
Total general	\$ 298.759	\$ 282.148

Personal clave de la Gerencia

A continuación se relaciona el personal clave de la Gerencia:

Nombre	Cargo	Periodo
Lucio Rubio Díaz	Director General Colombia	enero – diciembre
Bruno Riga	Gerente General Emgesa	enero–diciembre
Daniele Caprini	Gerente de Administración, Finanzas y Control	enero – marzo
Michelle Di Murro	Gerente de Administración, Finanzas y Control	abril–diciembre

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Gerencia del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018 ascienden a \$3.140.131.

	AI 31 de diciembre de 2018	AI 31 de diciembre de 2017
Remuneraciones	\$ 1.915.567	\$ 2.217.229
Beneficios a largo plazo	831.279	699.800
Beneficios a corto plazo	393.285	946.231
	\$ 3.140.131	\$ 3.863.260

Planes de incentivos al personal clave de la gerencia

La Compañía tiene para sus ejecutivos un bono anual por cumplimiento de objetivos. Este bono corresponde a un determinado número de remuneraciones brutas mensuales

Al 31 de diciembre de 2018 la Compañía no cuenta con beneficios de pagos basados en acciones al personal clave de la Gerencia ni ha constituido garantías a favor de los mismos.

Al 31 de diciembre de 2018 no hay pagos de indemnizaciones por terminación de contrato.

9. Inventarios, neto

	AI 31 de diciembre de 2018	AI 31 de diciembre de 2017
Carbón (1)	\$ 22.183.861	\$ 29.126.657
Fuel Oil (2)	29.957.788	11.002.086
Elementos y accesorios de energía, neto (3)	13.410.177	10.633.014
Total Inventarios	\$ 65.551.826	\$ 50.761.757

(1) Carbón (Central Termozipa): A 31 de diciembre de 2018 el inventario de carbón, presenta una disminución asociado a la generación térmica respecto a 2017, principalmente en diciembre, para atender la demanda eléctrica ante presencia del Fenómeno de El Niño.

(2) Fuel Oil (Central Cartagena): El incremento del inventario corresponde a mayores volúmenes de compra en el 2018, principalmente en marzo y diciembre, necesarios para atender los despachos de generación de seguridad del Sistema Interconectado Nacional, que durante el año tuvieron mayor recurrencia que en el 2017, debido a situaciones de emergencia por orden público, a restricciones eléctricas, mantenimientos programados y no programados de la red local del Caribe y del sistema de transmisión nacional hacia la costa (500 kWh).

El valor de los inventarios reconocido como gasto durante el periodo, corresponde a los consumos para la generación de energía (Ver nota 22)

(3) Los elementos y accesorios están compuestos:

	AI 31 de diciembre de 2018	AI 31 de Diciembre de 2017
Repuestos y materiales (a)	\$ 13.807.851	\$ 10.788.122
Provisión de Materiales (b)	(397.674)	(155.108)
Total elementos y accesorios de energía, neto	\$ 13.410.177	10.633.014

(a) 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 la Compañía.



(b) Al cierre de diciembre de 2018, se presenta utilización de provisión de obsolescencia por \$124.911 correspondiente a materiales de las centrales hidroeléctricas (Betania y Darío Valencia). Se realiza dotación de provisión registrada en el gasto de la Compañía por \$367.477 correspondiente a: centrales hidroeléctricas Charquito y Darío Valencia \$245.839; centrales térmicas Cartagena y Termostiza \$121.638, el valor de la provisión por obsolescencia es reconocido en los otros gastos fijos de explotación.

10. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas

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, bajo este lineamiento la Compañía aplicó el método de participación a partir del 2016; en enero de 2017 entró en vigencia la enmienda de la NIC 28 que permite reconocer las inversiones por el método de participación en los estados financieros separados, eliminando la excepción a las NIIF que existía en el marco local frente a las normas emitidas por el IASB. Esto también de acuerdo a la política definida (ver nota 3.2.3 y 3.2.4).

El detalle de las inversiones reconocidas son las siguientes:

Títulos Participativos en Acciones	Actividad Económica	Relación	Acciones Ordinarias	% Participación	Valor 31/12/18	Valor 31/12/17
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.(1)	Servicios Portuarios	Subsidiaria	851.757	94,95	\$ 9.044.889	\$ 568.629
					\$ 9.044.889	\$ 568.629

(1) La Junta Directiva de la Compañía en sesión No. 460 del pasado 25 de septiembre de 2018 autorizó realizar la operación de capitalización de Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (SPCC) por \$8.391.460 (incluidos los conceptos de cálculos del monto a capitalizar sobre las acciones), con la finalidad de cumplir con el contrato de concesión No. 006 de 2010 suscrito entre SPCC y la ANI y su respectivo otrosí suscrito en 2014 para asegurar la logística del combustible que garantiza el cargo por confiabilidad de la Central Cartagena de la Compañía para el período 2019 hasta el 2022.

La Compañía registró una valoración por el cálculo del método de participación patrimonial en Sociedad Portuaria Central Cartagena por \$84.800 durante el 2018. Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. radicó una solicitud de traslado del cronograma de inversiones por dos años el 1 de noviembre de 2016 ante la Agencia Nacional de Infraestructura (ANI), con el fin de realizar estudios de alternativas que permitan sustituir el respaldo del Cargo por Confiabilidad de la Central Cartagena de la Compañía con combustibles líquidos.

El 1 de noviembre de 2017 radicó ante la misma entidad, comunicación recordatoria de la solicitud realizada el 1 de noviembre de 2016 para iniciar obras de construcción en agosto de 2018 y finalizar las mismas en enero de 2019.

11. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Derechos (1)	\$ 43.820.713	\$ 46.304.834
Costos de desarrollo	2.412.498	3.406.634
Licencias	6.641.500	9.207.658
Programas informáticos (2)	20.945.478	9.262.531
Otros activos intangibles identificables	5.462.638	5.596.847
<i>Construcciones y avances de obras</i>	5.215.185	5.266.910
<i>Otros recursos intangibles</i>	247.453	329.937
Activos intangibles, neto	\$ 79.282.827	\$ 73.778.504
<i>Costo</i>		
Derechos (1)	83.322.027	83.322.027
Costos de desarrollo	5.335.542	5.335.542
Licencias	20.699.883	20.699.883

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Programas Informáticos (2)	36.423.292	21.189.390
Otros Activos Intangibles Identificables	9.084.599	9.136.324
<i>Construcciones y avances de obras</i>	5.215.185	5.266.910
<i>Otros recursos intangibles</i>	3.869.414	3.869.414
Activos intangibles, bruto	\$ 154.865.343	\$ 139.683.166
<i>Amortización</i>		
Derechos (1)	\$ (39.501.314)	\$ (37.017.193)
Costos de desarrollo	(2.923.044)	(1.928.908)
Licencias	(14.058.383)	(11.492.225)
Programas Informáticos (2)	(15.477.814)	(11.926.859)
Otros Activos Intangibles Identificables	(3.621.961)	(3.539.477)
Amortización acumulada de activos intangibles	\$ (75.582.516)	\$ (65.904.662)

(1) Dentro de los derechos se presenta como intangible las erogaciones para obtener el usufructo del mayor caudal de agua útil, proveniente de los proyectos Chingaza y Rio Blanco para producción de la Central Pagua, la amortización se reconoce por el método de línea recta en un período de 50 años. La amortización del periodo corresponde a \$1.306.549.

Así mismo, en este rubro se clasifica la prima de estabilidad jurídica para el proyecto el Quimbo, esta prima tiene una vida útil de 20 años de acuerdo a la vigencia de los beneficios tributarios.

(2) El incremento en el 2018 corresponde a software asociados a los proyectos: Cybersecurity \$4.788.954, Bidding Strategy Development \$1.508.944, E4E Post go olive \$926.508, proyecto Veliq Bolsa Billing \$674.737, proyecto Metering Improvement analysis Solution \$432.806; proyecto Etapro Tz \$408.888; proyecto facturación electrónica \$424.619, Project Governance ANS \$620.294, proyecto "System in the generation plants" \$678.734, proyecto Ludyccommerce \$249.436, otros sistemas corporativos y comerciales \$ 4.519.982. La amortización del periodo 2018 corresponde a (\$3.550.955).

La composición y movimientos del activo intangible es la siguiente:

	Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos				Otros Activos Intangibles Identificables		
	Costos de Desarrollo	Derechos	Licencias	Programas Informáticos	Construcciones y avances de obras	Otros recursos intangibles	Activos Intangibles
Saldo inicial 31/Dic/16	\$ 33.695.031	48.788.954	\$ 11.904.716	\$ 825.714	\$ 4.405.324	\$ 412.449	\$ 100.032.188
Movimientos en activos intangibles 2017							
Adiciones	-	-	-	551.411	9.288.386	-	9.839.797
Traspasos	-	-	-	8.426.800	(8.426.800)	-	-
Retiros	(29.220.023)	-	-	-	-	-	(29.220.023)
Amortización	(1.068.374)	(2.484.120)	(2.697.058)	(541.394)	-	(82.512)	(6.873.458)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(30.288.397)	(2.484.120)	(2.697.058)	8.436.817	861.586	(82.512)	(26.253.684)
Saldo final 31/Dic/17	\$ 3.406.634	\$ 46.304.834	\$ 9.207.658	\$ 9.262.531	\$ 5.266.910	\$ 329.937	\$ 73.778.504
Movimientos en activos intangibles 2018							
Adiciones (*)	-	-	-	-	15.182.177	-	15.182.177
Traspasos	-	-	-	15.233.902	(15.233.902)	-	-
Retiros	-	-	-	-	-	-	-
Amortización	(994.136)	(2.484.121)	(2.566.158)	(3.550.955)	-	(82.484)	(9.677.854)
Total movimientos en activos intangibles	(994.136)	(2.484.121)	(2.566.158)	11.682.947	(51.725)	(82.484)	5.504.323
Saldo final 31/Dic/18	\$ 2.412.498	\$ 43.820.713	\$ 6.641.500	\$ 20.945.478	\$ 5.215.185	\$ 247.453	\$ 79.282.827



(*) Al cierre de diciembre de 2018 se presenta un incremento de \$15.182.177, correspondiente a: software Cybersecurity \$4.788.954 (protección de datos y lógica de la gestión de la información), Bidding Strategy Development \$1.152.924, (desarrollo para procesos de licitación mercado colombiano), E4E Post go live \$1.193.566, (integración de negocio grupo Enel, sistema financiero y contable), proyecto " System in the generation plants" \$678.734, (soluciones plantas de generación), proyecto Veliq Bolsa Billing \$632.918, proyecto Allegro \$505.167, proyecto Metering Improvement analysis Solution \$432.806 (aseguramiento lectura medidores), proyecto facturación electrónica \$424.619, proyecto EtaproTz \$408.888 (monitoreo tasa de calor plantas), project Governance ANS \$352.658, proyecto Ludyccommerce \$249.436, otros sistemas corporativos y comerciales de proyectos ICT , renovables y trading \$ 4.361.507.

Al 31 de diciembre la Compañía no presenta activos intangibles cuya titularidad tenga alguna restricción ni respaldo de garantía de deudas.

Al 31 de diciembre de 2018, no se presentan compromisos de adquisición en activos intangibles mediante subvención oficial.

12. Propiedades, planta y equipo, neto

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Plantas y equipos	\$ 7.401.427.277	\$ 7.412.389.799
Plantas de generación hidroeléctrica	6.864.184.366	6.909.746.475
Plantas de generación termoeléctrica	537.242.911	502.643.324
Construcción en curso (1)	305.948.913	204.451.802
Terrenos	268.904.705	268.950.793
Edificios	48.635.465	42.607.220
Instalaciones fijas y otras	12.389.337	13.696.557
Instalaciones fijas y accesorios	5.687.807	6.611.659
Otros instalaciones	6.701.530	7.084.898
Arrendamientos financieros (2)	4.085.524	5.416.218
Propiedades, plantas y equipos, neto	\$ 8.041.391.221	\$ 7.947.512.389
Costo		
Plantas y equipos	10.641.568.883	10.466.449.156
Plantas de generación hidroeléctrica	9.737.522.997	9.637.395.064
Plantas de generación termoeléctrica	904.045.886	829.054.092
Construcción en curso	305.948.913	204.451.802
Terrenos	268.904.705	268.950.793
Edificios	83.539.617	75.886.663
Instalaciones fijas y otras	72.637.590	71.187.972
Instalaciones fijas y accesorios	30.952.492	31.227.127
Otros instalaciones	41.685.098	39.960.845
Arrendamientos financieros(2)	7.644.775	8.001.351
Propiedades, plantas y equipos, bruto	\$ 11.380.244.483	\$ 11.094.927.737
Depreciación		
Plantas y equipos (*)	(3.240.141.606)	(3.054.059.357)
Plantas de generación hidroeléctrica	(2.873.338.631)	(2.727.648.589)
Plantas de generación termoeléctrica	(366.802.975)	(326.410.768)
Instalaciones fijas y otras	(60.248.253)	(57.491.415)
Instalaciones fijas y accesorios	(25.264.685)	(24.615.468)
Otros instalaciones	(34.983.568)	(32.875.947)
Edificios	(34.904.152)	(33.279.443)
Arrendamientos financieros (2)	(3.559.251)	(2.585.133)
Depreciación acumulada	\$ (3.338.853.262)	\$ (3.147.415.348)

(*) La depreciación de los terrenos inundados se contempla dentro de la depreciación de plantas y equipos

(1) Corresponde a las inversiones efectuadas por la Compañía al 31 de diciembre de 2018, en las diferentes plantas, los principales activos en construcción corresponden a mejoras, reposiciones y modernizaciones en las centrales térmicas e hidroeléctricas; los principales proyectos en curso en el 2018 son: proyecto Life extension y Beep Others de Termozipa; recuperación de estructuras civiles y obras adicionales reperfilado presa Quimbo.

Central	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
CC-Termozipa	\$ 175.428.210	\$ 101.061.910
CH-Quimbo	104.948.164	35.080.641
CH-Centrales menores Rio Bogotá	8.660.317	8.719.325
CH-Betania	6.767.146	7.337.423
CF-Cartagena	3.071.116	35.295.800
Otras Inversiones	3.244.812	2.362.952
CH-Guavio	2.311.832	8.147.644
CH-Pagua	1.517.316	6.446.107
Total Construcciones en Curso	\$ 305.948.913	\$ 204.451.802

CH- Central Hidroeléctrica CC- Central Carbón CF-Central Fuel Oil

La composición y movimientos del rubro propiedad, planta y equipo es:

Movimiento en propiedad, planta y equipo al 31 de diciembre de 2017	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 31/dic/2016	\$ 159.306.414	\$ 268.950.793	\$ 44.219.117	\$ 6.906.495.421	\$ 518.449.581	\$ 7.753.343	\$ 10.606.075	\$ 6.772.669	\$ 7.922.553.413
Movimiento en propiedad, planta y equipo 2017									
Adiciones	230.386.962	-	-	-	-	-	-	-	230.386.962
Trasposos	(185.241.574)	-	-	156.321.652	28.790.670	-	-	129.252	-
Retiros	-	-	(67.757)	(1.300.955)	(139.409)	(143.962)	(340.027)	(52.771)	(2.044.881)
Gasto por depreciación	-	-	(1.544.140)	(151.769.643)	(44.457.518)	(997.722)	(3.181.150)	(1.432.932)	(203.383.105)
Total movimientos	45.145.388	-	(1.611.897)	3.251.054	(15.806.257)	(1.141.684)	(3.521.177)	(1.356.451)	(24.958.976)
Saldo final 31/dic/17	\$ 204.451.802	\$ 268.950.793	\$ 42.607.220	\$ 6.909.746.475	\$ 502.643.324	\$ 6.611.659	\$ 7.084.898	\$ 5.416.218	\$ 7.947.512.389
Movimiento en propiedad, planta y equipo 2018									
Adiciones (*)	307.332.378	-	-	-	-	-	-	-	307.332.378
Trasposos(**)	(205.835.267)	-	7.652.954	112.179.600	83.909.694	-	1.782.360	310.659	-
Retiros (***)	-	(46.088)	-	(2.154.576)	(4.467.105)	(18.757)	-4.987	(170.290)	(6.861.803)
Gasto por depreciación	-	-	(1.624.709)	(155.587.133)	(44.843.002)	(905.095)	(2.160.741)	(1.471.063)	(206.591.743)
Total movimientos	101.497.111	(46.088)	6.028.245	(45.562.109)	34.599.587	(923.852)	(383.368)	(1.330.694)	93.878.832
Saldo final 31/dic/18	\$ 305.948.913	\$ 268.904.705	\$ 48.635.465	\$ 6.864.184.366	\$ 537.242.911	\$ 5.687.807	\$ 6.701.530	\$ 4.085.524	\$ 8.041.391.221

Adiciones

(*) Durante el 2018, las 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, a continuación, las más importantes del periodo:

Central	Principales proyectos	diciembre de 2018
CC-Termozipa	Adquisición de equipos electromecánicos, Proyecto Life Extension, proyecto mejoramiento ambiental BEEP, plan de fiabilidad de calderas y turbinas unidades 2-3-4-5.	\$ 120.549.560
CH-Quimbo	Recuperación de estructuras Civiles. En 2018 fueron ejecutadas obras necesarias para la mejora en el desempeño de las obras civiles del embalse, así como atender obras adicionales y compromisos derivados de obligaciones ambientales generadas durante la construcción de central.	98.185.336
CH - Guavio	Overhaul válvula esférica unidades 5-4-3-2-1, sistema de excitación central , recuperación rodetes, estructuras civiles e instalaciones.	32.711.478



Central	Principales proyectos	diciembre de 2018
Centrales menores (Río Bogotá)	Modernización de equipos y recuperación de Bocatoma cadena Río Bogotá e instalaciones auxiliares; recuperación de equipos de turbina y overhaul unidades de bombeo Muña; adquisición de equipos electromecánicos y recuperación de estructuras.	22.652.340
CH – Pagua	Adquisición de bobinas rotor generador Pagua, recuperación bobinados estatores y rodets, modernización regulador velocidad U2, automatización y telecontrol centrales, recuperación sistemas de excitación y adquisición de equipos de energía y electromecánicos	14.248.126
CF – Cartagena y otras inversiones	Adquisición equipos de energía y electromecánicos; recuperación de estructuras civiles; mejoramiento equipos de la planta; otras inversiones renovación PCs, mobiliarios y obras civiles centrales y vehículos renting.	11.317.103
CH–Betania	Recuperación bobinado estator U2 y compuerta vertedero y talud pozo de impacto, modernización reguladores de velocidad, sistemas de excitación e inversor UPS Betania , recuperación rodets y estructuras civiles; adquisición equipos de energía y electromecánicos.	7.668.435
Total		\$ 307.332.378

CH- Central Hidroeléctrica CF- Central Fuel Oil CC–Central Carbón

Trasposos

(**) En el 2018, los traslados de activos de curso a explotación se efectuaron en las siguientes centrales y corresponden a mejoras en los equipos, mantenimientos mayores y modernizaciones para mejorar el desempeño, confiabilidad y eficiencia en las plantas:

Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	
Central	Total Activación
CC – Termozipa	\$ 46.673.432
CH–Centrales Menores (Río Bogotá)	45.086.429
CF – Cartagena	37.237.723
CH – Guavio	33.361.432
CH – Quimbo	25.708.535
Otras Inversiones	10.099.202
CH – Betania	7.668.514
Total	\$ 205.835.267

CH.–Central hidroeléctrica, CC.–Central Carbón, CF.- Central fuel oil

Retiros

(***) Se realizan bajas por \$6.861.803 correspondientes a: centrales térmicas \$4.467.105; centrales hidroeléctricas \$2.154.576; vehículos renting \$170.290; predios \$ 46.089; instalaciones fijas y accesorios \$18.757 y otras instalaciones \$4.986.

Al 31 de diciembre la Compañía no presenta propiedad, planta y equipos cuya titularidad tenga alguna restricción ni respaldo de garantía de deudas.

Al 31 de diciembre la Compañía no presenta unidades temporalmente fuera de servicio .

(2) Arrendamiento financiero

Corresponden a los acuerdos de arrendamiento financiero de vehículos establecidos principalmente con Transportes Especializados JR S.A.S. destinados para apoyar la operación de la Compañía; Mareauto Colombia S.A.S. y Equirent S.A. destinados al transporte de los directivos de la organización.

El plazo de los contratos en promedio oscilan entre 36 y 48 meses, período en el cual se amortizan los activos reconocidos.

El 48% de la flota de vehículos está contratada con Equirent S.A. y el 46% con Mareautos Colombia S.A.S., los cuales se terminarán de amortizar en un período máximo de 36 cuotas.

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Pagos mínimos por arrendamiento, obligaciones por arrendamientos financieros	Al 31 de diciembre de 2018			Al 31 de diciembre de 2017		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Inferior a un año	\$ 2.300.178	\$ 161.951	\$ 2.138.227	\$ 2.764.076	\$ 437.115	\$ 2.326.961
Posterior a un año pero menor de cinco años	194.827	21.809	173.018	2.195.835	140.909	2.054.926
Total	\$ 2.495.005	\$ 183.760	\$ 2.311.245	\$ 4.959.911	\$ 578.024	\$ 4.381.887

Arrendamiento operativo

El estado de resultados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, incluye \$2.983.046 y \$3.412.655, respectivamente, correspondiente al devengo de los contratos de arrendamiento operativo, entre ellos:

Sedes administrativas	Fecha Inicial	Fecha Final	Opción de compra
Oficinas Q93	jun-14	mayo-19	No
Corporativo torre 93	Oct-09	Sep-19	No

Al 31 de diciembre de 2018 los contratos relacionados se ajustan anualmente por el Índice de Precios al Consumidor (IPC), aplicando así para las oficinas del Q93 IPC + 1.0575 puntos.

Al 31 de diciembre de 2018, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Pagos Futuros Mínimos del Arrendamiento no Cancelables, Arrendatarios	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
No posterior a un año	\$ 929.325	\$ 742.220
Posterior a un año pero menor de cinco años	1071600	321.628
	\$ 2.000.925	\$ 1.063.848

(*)La información anterior no incluye IVA

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
	Responsabilidad civil extracontractual	USD \$20.000	1/11/2019	Axa Colpatria
	Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD \$ 200 millones en exceso de USD \$ 20 millones)	USD \$200.000	1/11/2019	Mapfre Seguros Colombia
	Responsabilidad civil extracontractual (capa de EUR 300 millones en exceso de EUR 200 millones)	€ 300.000	1/11/2019	Mapfre Seguros Colombia
Patrimonio de la empresa	Responsabilidad civil ambiental	USD 11.638	31/10/2019	Chubb Seguros
Obras civiles, equipos, contenidos, almacenes y lucro cesante	Todo riesgo daño material, terremoto, maremoto, HMAAC – AMIT, Lucro Cesante y rotura de maquinaria.	€ 1.000.000	31/10/2019	Mapfre Seguros Colombia
Vehículos	Responsabilidad Civil Extracontractual	\$600.000 por vehículo	02/01/2019	Seguros Mundial
Mercancías y bienes	Transporte de mercancías	USD 750.000 por despacho	31/07/2019	HDI Seguros S.A.

(*) Los contratos de las pólizas de la Compañía son firmados en dólares y euros.



Las indemnizaciones recibidas al 31 de diciembre de 2018 por siniestros son:

Siniestro	Fecha Siniestro	Aseguradora	Amparo afectado	Valor en Reclamación
Derrumbe en Túnel Chivor de la C.H. Guavio (1)	22/04/2016	Mapfre	Daños materiales	\$ 8.726.939
Derrumbe en Túnel Chivor de la C.H. Guavio (1)	22/04/2016	Mapfre	Lucro cesante	25.916.574
Rotura en generador de U5 C.H. Guavio (2)	02/05/2017	Mapfre	Rotura de maquinaria	6.782.997
Total				\$ 41.426.510

(1) Estos siniestros ocurrieron en el 2016 y fueron indemnizados por la aseguradora en el 2018.

(2) Este siniestro ocurrió en el 2017 y fue indemnizado por la aseguradora en el 2018.

13. Otros pasivos financieros

	Al 31 de diciembre de 2018			Al 31 de diciembre de 2017		
	Corriente			Corriente		
	Capital	Intereses	No Corriente	Capital	Intereses	No Corriente
Bonos emitidos (1)	\$ 596.874.317	\$ 82.726.065	\$ 2.922.005.893	\$ 218.200.000	\$ 90.247.846	\$ 3.517.794.451
Securitización (2)	47.669.218	-	-	-	-	-
Club Deal (3)	30.000.000	313.620	120.000.000	40.666.667	548.495	203.333.333
Obligaciones por leasing (4)	2.138.228	-	173.018	2.326.961	-	2.054.927
Instrumentos derivados (5)	1.922.833	-	-	4.872.195	-	-
Préstamos Bancarios (3)	-	-	-	103.926.861	1.793.078	-
	\$ 678.604.596	\$ 83.039.685	\$ 3.042.178.911	\$ 369.992.684	\$ 92.589.419	\$ 3.723.182.711

(1) La variación principal de los bonos al 31 de diciembre de 2018 obedece a:

- i) Reclasificaciones de largo plazo a corto plazo de los bonos B10-09 por \$160.060.000 y el B3-16 por \$234.870.000 cuya fecha de vencimiento es el 11 de febrero de 2019, así mismo para los bonos B6-13 de Quimbo \$152.530.000 y B6-13 Emgesa por \$49.440.000, los cuales vencen el 11 de septiembre de 2019.
- ii) Pago del Bono B9-09 por \$147.180.000 por siete recompras entre Corredores y Valores Bancolombia realizadas antes del vencimiento del bono, el 02 de julio de 2018 y el restante por \$71.020.000 al vencimiento.

En deuda financiera la Compañía tiene vigentes ocho (8) emisiones de bonos en el mercado local bajo el programa de emisión y colocación de bonos de la Compañía y una (1) emisión de bonos en el mercado internacional.

A continuación se presentan las principales características financieras de los bonos emitidos desde el 2005 y vigentes al 31 de diciembre de 2018:

Programa de emisión y colocación de bonos ordinarios de la Compañía en el mercado local

La Compañía cuenta con un programa de emisión y colocación de bonos y papeles comerciales 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 2018, la Compañía había ofrecido y colocado ocho (8) 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, a excepción del primer tramo por \$170.000.000 que venció el 20 de febrero de 2017. Todas las emisiones de bonos realizadas bajo el Programa de la Compañía se encuentran calificadas AAA (Triple A) por Fitch Ratings Colombia S.C.V., y se encuentran desmaterializadas bajo administración de Deceval S.A.

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 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 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
Segundo incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$850.000.000 adicionales
Aprobación 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 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
Inclusión papeles comerciales en el programa:	Resolución No. 0173 del 13 de febrero de 2018
Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1193 del 13 de septiembre de 2018
Quinto incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$685.000.000 adicionales
Cuarta prórroga al plazo de colocación:	Hasta el 1 de octubre de 2021
Cupo Global Total Autorizado al 31 de dic de 2018:	\$4.400.000.000
Monto emitido bajo el Programa al 31 de dic de 2018	\$3.315.000.000
Cupo global disponible al 31 de diciembre de 2018:	\$1.085.000.000
Administración	Deceval S.A.

La Compañía ha emitido 8 tramos de bonos bajo el mencionado programa, así:

Primer Tramo:

Valor total colocado	\$170.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2018	Sub-serie B10: \$0
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.

El 20 de febrero de 2017 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B10 por \$170.000.000.

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
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2018	\$215.560.000
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, para todas las sub-series
Fecha de vencimiento:	Sub-serie A5: 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 A5: DTFT.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
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2018	\$89.580.000
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 para todas las sub-series
Fecha de vencimiento	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 E5: Tasa Fija 9,27% E.A.
	Sub-serie B9: IPC + 5,90% E.A.
	Sub-serie B12: IPC + 6,10% 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.

El 2 de julio de 2018 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B9 por \$218.200.000.

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 dic.2018	\$314.294
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2018	\$499.685.706
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 B10: IPC + 3,52% E.A.
	Sub-serie B15: 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 dic.2018	\$254.231
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2018	\$564.745.769
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 B6: IPC + 4,25% E.A.
	Sub-serie B12: IPC + 5,00% E.A.

Sexto Tramo:

	\$590.000.000 así:
	Sub-serie B6: \$241.070.000
	Sub-serie B10: \$186.430.000
	Sub-serie B16: \$162.500.000
Valor total colocado	\$590.000.000
Costos de transacción al 31 de dic.2018	\$362.817
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2018	\$589.637.183
Valor nominal por bono	\$10.000
	Sub-serie B6: 6 años
	Sub-serie B10: 10 años
Plazo de emisión	Sub-serie B16: 16 años
Fecha de emisión	16 de mayo de 2014
	Sub-serie B6: 16 de mayo de 2020
	Sub-serie B10: 16 de mayo de 2024
Fecha de vencimiento	Sub-serie B16: 16 de mayo de 2030
	Sub-serie B6: IPC + 3,42% E.A.
	Sub-serie B10: IPC + 3,83% E.A.
Tasa cupón	Sub-serie B16: IPC + 4,15% E.A.

Séptimo Tramo:

	\$525.000.000, así:
	Sub-serie B3: \$234.870.000
	Sub-serie B7: \$290.130.000
Valor total colocado	\$525.000.000
Costos de transacción al 31 de dic.2018	\$250.558
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2018	\$524.749.442
Valor nominal por bono	\$10.000
	Sub-serie B3: 3 años
	Sub-serie B7: 7 años
Plazo de emisión	
Fecha de emisión	11 de febrero de 2016
	Sub-serie B3: 11 de febrero de 2019
	Sub-serie B7: 11 de febrero de 2023
Fecha de vencimiento	
	Sub-serie B3: IPC + 3,49% E.A.
Tasa cupón	Sub-serie B7: IPC + 4,69% E.A.

Octavo Tramo ():*

	\$300.000.000 así:
	Sub-serie E6: \$300.000.000
Valor total colocado	\$300.000.000
Costos de transacción al 31 de dic.2018	\$288.232
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2018	\$299.711.768
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie E6: 6 años
Fecha de emisión	27 de septiembre de 2016
	Sub-serie E6: 27 de septiembre de 2022
Fecha de vencimiento	
Tasa cupón	Sub-serie E6: 7,59% 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.

De acuerdo con el Offering Memorandum la Compañía pagó los intereses en el 2018, a una tasa final de 9,11%.

La operación forma parte de la estructura financiera del proyecto hidroeléctrico El Quimbo y permitió obtener los recursos de pre financiamiento 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 dic.2018	\$1.549.657
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2018	\$735.210.343
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 2018 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Corriente			No Corriente						Total no corriente	
		Menor a 90 días	Mayor a 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 Segundo Tramo B104-10	9%	\$ 162.058.441	\$ -	\$ 162.058.441	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Programa Segundo Tramo B104-15	10%	716.178	-	716.178	-	-	-	-	55.500.000	-	-	55.500.000
Programa Tercer Tramo B105-12	10%	2.064.704	-	2.064.704	-	89.580.000	-	-	-	-	-	89.580.000
Bono exterior Z47	9%	7.663.755	-	7.663.755	-	90.000.000	-	-	-	-	-	90.000.000
Bono exterior Z58	9%	55.073.450	-	55.073.450	-	645.210.343	-	-	-	-	-	645.210.343
Programa Cuarto Tramo B10	7%	1.051.333	-	1.051.333	-	-	299.840.710	-	-	-	-	299.840.710
Programa Cuarto Tramo B15	7%	713.176	-	713.176	-	-	-	199.844.996	-	-	-	199.844.996
Programa Quinto Tramo B12	8%	1.708.117	-	1.708.117	-	-	-	362.801.451	-	-	-	362.801.451
Programa Quinto Tramo B6-1	8%	653.545	152.510.681	153.164.226	-	-	-	-	-	-	-	-
Programa Quinto Tramo B6-2	8%	211.836	49.433.636	49.645.472	-	-	-	-	-	-	-	-
Programa Sexto Tramo B16	8%	1.505.481	-	1.505.481	-	-	-	-	-	162.364.060	-	162.364.060
Programa Sexto Tramo B10	7%	1.653.541	-	1.653.541	-	-	-	-	186.281.811	-	-	186.281.811
Programa Sexto Tramo B6-2	7%	1.096.073	-	1.096.073	131.025.339	-	-	-	-	-	-	131.025.339
Programa Sexto Tramo B6-1	7%	919.875	-	919.875	109.965.973	-	-	-	-	-	-	109.965.973
Programa Séptimo Tramo B-3	7%	237.068.812	-	237.068.812	-	-	-	-	-	-	-	-
Programa Séptimo Tramo B-7	8%	3.194.464	-	3.194.464	-	-	-	289.879.442	-	-	-	289.879.442
Programa Octavo Tramo E6	8%	303.284	-	303.284	-	-	299.711.768	-	-	-	-	299.711.768
Total bonos		\$ 477.656.065	\$ 201.944.317	\$ 679.600.382	\$ 240.991.312	\$ 824.790.343	\$ 599.552.478	\$ 289.879.442	\$ 804.428.258	\$ 162.364.060	\$ 2.922.005.893	

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Corriente			No corriente						Total no corriente	
		Menor a 90 días	Mayor a 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 Segundo Tramo B104-10	10%	\$ 2.186.103	\$ -	\$ 2.186.103	\$ 160.060.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 160.060.000
Programa Segundo Tramo B104-15	11%	781.280	-	781.280	-	-	-	-	55.500.000	-	-	55.500.000
Programa Tercer tramo B105-9	11%	5.380.814	218.200.000	223.580.814	-	-	-	-	-	-	-	-
Programa Tercer tramo B105-12	12%	2.252.284	-	2.252.284	-	-	89.580.000	-	-	-	-	89.580.000
Bono exterior Z47	9%	7.663.755	-	7.663.755	-	-	90.000.000	-	-	-	-	90.000.000
Bono exterior Z58	10%	55.073.450	-	55.073.450	-	-	644.390.805	-	-	-	-	644.390.805
Programa Cuarto Tramo B10	8%	1.156.213	-	1.156.213	-	-	-	-	299.800.714	-	-	299.800.714
Programa Cuarto Tramo B15	8%	800.027	-	800.027	-	-	-	-	-	199.829.656	-	199.829.656
Programa Quinto Tramo B12	10%	1.882.952	-	1.882.952	-	-	-	-	362.771.043	-	-	362.771.043
Programa Quinto Tramo B6-1	10%	726.897	-	726.897	152.477.065	-	-	-	-	-	-	152.477.065
Programa Quinto Tramo B6-2	10%	235.611	-	235.611	49.423.489	-	-	-	-	-	-	49.423.489
Programa Sexto Tramo B16	10%	1.676.594	-	1.676.594	-	-	-	-	-	162.606.712	-	162.606.712
Programa Sexto Tramo B10	9%	1.849.758	-	1.849.758	-	-	-	-	186.257.191	-	-	186.257.191
Programa Sexto Tramo B6-2	9%	1.233.893	-	1.233.893	-	130.993.406	-	-	-	-	-	130.993.406
Programa Sexto Tramo B6-1	9%	1.035.540	-	1.035.540	-	109.938.193	-	-	-	-	-	109.938.193
Programa Séptimo Tramo B-3	9%	2.474.445	-	2.474.445	234.714.210	-	-	-	-	-	-	234.714.210
Programa Séptimo Tramo B-7	10%	3.534.947	-	3.534.947	-	-	-	-	289.814.914	-	-	289.814.914
Bono serie e subserie E6	8%	303.283	-	303.283	-	-	-	-	299.637.053	-	-	299.637.053
Total bonos		\$ 90.247.846	\$ 218.200.000	\$ 308.447.846	\$ 596.674.764	\$ 240.931.599	\$ 823.970.805	\$ 299.637.053	\$ 1.194.143.862	\$ 362.436.368	\$ 3.517.794.451	

(2) Corresponde al pasivo del Banco Santander por concepto de venta de cartera de acuerdo a contrato marco de venta de cuentas por cobrar no comprometido, el cual tiene por objeto la venta de créditos, mediante la cesión sin recurso al Banco, respondiendo la Compañía por la existencia, legalidad, eficacia, validez y exigibilidad de las cuentas por cobrar y el contrato comercial frente a un grupo de deudores elegibles, pero no de la solvencia de los deudores. Al 31 de diciembre al pasivo fue por \$41.247.732, por lo anterior se establece que "si una entidad no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y recompensas inherentes a la propiedad de un activo transferido, y retiene el control sobre éste, continuará reconociendo el activo transferido en la medida de su implicación continuada. La medida de la implicación continuada de la entidad en el activo transferido es la medida en que está expuesta a cambios de valor del activo transferido". Para diciembre las operaciones de venta de cartera, la implicación continuada para el mercado mayorista y mercado no regulado se reconoció por \$6.421.486.

(3) Los créditos del Club Deal disminuyeron durante el 2018 por cancelación de cuotas el 19 de junio por \$15.000.000 al BBVA y \$5.333.333 al Banco Bogotá y el 19 de diciembre por \$15.000.000 al BBVA. El 13 de agosto se prepagó el crédito de Banco de Bogotá por \$58.666.667.

En préstamos bancarios se canceló el 22 de febrero 2018 el crédito con el Banco de Crédito del Perú por \$103.926.861 e intereses por \$1.793.078.

El detalle de las obligaciones del Club Deal y préstamos bancarios a 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Corriente			No Corriente				Total No Corriente
		Más 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	
Banco BBVA	6%	\$ 30.313.620	\$ 30.313.620	\$ 15.000.000	\$ 30.000.000	\$ 30.000.000	\$ 30.000.000	\$ 15.000.000	\$ 120.000.000
Total Club Deal			\$ 30.313.620						\$ 120.000.000



El detalle de las obligaciones del Club Deal y préstamos bancarios a 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Corriente			No Corriente					Total No Corriente
		Menos de 90 días	Más 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	
Banco Bogotá	10%	\$ 144.347	\$ 10.666.669	\$ 10.811.016	\$ 10.666.667	\$ 10.666.667	\$ 10.666.667	\$ 10.666.667	\$ 10.666.665	\$ 53.333.333
Banco BBVA	9%	404.146	30.000.000	30.404.146	30.000.000	30.000.000	30.000.000	30.000.000	30.000.000	150.000.000
Total Club Deal		\$ 548.493	\$ 40.666.669	\$ 41.215.162	\$ 40.666.667	\$ 40.666.667	\$ 40.666.667	\$ 40.666.667	\$ 40.666.665	\$ 203.333.333
Banco del Crédito del Perú	2%	105.719.939	-	105.719.939	-	-	-	-	-	-
Total Préstamos Bancarios		\$ 105.719.939	-	\$ 105.719.939	\$ -					

(4) El detalle de las Obligaciones por leasing comerciales a 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

Descripción	Tasa	Tipo de tasa	Corriente			Corriente		
			Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	Total No Corriente	
Equirent S.A	8%	Fija	\$ 183.333	\$ 570.079	\$ 753.412	\$ 46.702	\$ 46.702	
Mareauto Colombia S.A.S	12%	Fija	61.037	191.013	252.050	126.316	126.316	
Transportes Especializados JR S.A.S.	12%	Fija	362.997	769.769	1.132.766	-	-	
Total Leasing			\$ 607.367	\$ 1.530.861	\$ 2.138.228	\$ 173.018	\$ 173.018	

El detalle de las Obligaciones por leasing comerciales a 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Descripción	Tasa	Tipo de tasa	Corriente			No corriente		
			Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	Total No Corriente
Banco Corpbanca	8%	Fija	\$ 5.931	\$ 16.250	\$ 22.181	\$ -	\$ -	\$ -
Equirent S.A	8%	Fija	195.975	594.911	790.886	753.412	46.703	800.115
Mareauto Colombia S.A.S	12%	Fija	37678	117868	155.546	154.091	95.835	249.926
Transportes Especializados JR S.A.S.	12%	Fija	308.759	1.004.891	1.313.650	1.004.886	-	1.004.886
Consorcio Empresarial	7%	Fija	14.647	30.051	44.698	-	-	-
Total Leasing			\$ 562.990	\$ 1.763.971	\$ 2.326.961	\$ 1.912.389	\$ 142.538	\$ 2.054.927

(5) La Compañía al 31 de diciembre de 2017 tenía derivados-SWAP's por los subyacentes de la deuda y withholding tax (WHT) con el Banco de Crédito de Perú por \$4.872.195 los cuales fueron cancelados en su totalidad al vencer la obligación en febrero 2018. Al 31 de diciembre de 2018 hay constituido un derivado- forward con valoración pasiva por valor de \$959 correspondiente a subyacente para pago de capex en Termostripa y un SWAP por \$1.921.874 para cubrimiento de la tasa de interés deuda en IPC del bono del Programa Cuarto Tramo B10, los anteriores derivados son de cobertura de flujo de caja.

Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía cuenta con \$3.928.388 en líneas de crédito autorizadas no utilizadas, de manera conjunta con Codensa S.A. E.S.P. 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, así mismo como parte de su estrategia de financiamiento la Compañía suscribió el 20 de diciembre de 2018, una línea de crédito comprometida por COP\$200.000.000 con Scotiabank, con (1) año de disponibilidad de los recursos para su desembolso.

Adicionalmente, se tiene aprobada una línea de crédito intercompañía con Codensa S.A. E.S.P. por USD\$100 millones para propósitos generales de la Compañía. Al 31 de diciembre de 2018, no existen garantías en obligaciones financieras

14. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
Otras cuentas por pagar (1)	\$	296.325.244	\$	168.582.499
Cuentas por pagar comerciales (1)		94.606.436		48.289.029
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$	390.931.680	\$	216.871.528

1) El detalle de las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar es el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
Cuentas por pagar bienes y servicios (a)	\$	228.853.451	\$	126.220.944
Proveedores por compra de energía (b)		94.606.436		48.289.029
Otras cuentas por pagar (c)		43.847.938		21.965.063
Impuestos distintos a la Renta (d)		23.623.855		20.396.492
Provisión para pago de impuestos		16.401.288		15.035.756
Impuestos territoriales, contribuciones, municipales y afines		7.222.567		5.360.736
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$	390.931.680	\$	216.871.528

(a) La variación corresponde principalmente al pasivo reconocido en el 2018 asociado al servicio de obras civiles de la central hidroeléctrica el Quimbo por \$40.858.788. Compras de energía en bloque principalmente a Empresas Públicas de Medellín, hidroeléctrica del Alto Porce, Americana de Energía por \$21.017.460.

(b) La variación entre 31 diciembre 2018 y 2017 corresponde al aumento en el estimado por pasivos del margen variable asociados a los costos de generación de energía por \$46.317.407.

(c) La variación entre 31 de diciembre de 2018 y 2017 corresponde principalmente al aumento de las otras cuentas por pagar asociadas a servicios de operación y mantenimiento de las centrales así: Consorcio M&M \$6.928.580, Constructora Landa \$3.630.693, Consorcio TC 26 \$1.537.274 y Consorcio el Cóndor \$1.480.192.

(d) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, los impuestos distintos a la renta corresponden a:

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre del 2017	
Provisión para pago de impuestos (*)	\$	16.401.288	\$	15.035.756
Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines (**)		7.222.567		5.360.736
Total	\$	23.623.855	\$	20.396.492

(*) La variación de diciembre de 2018 y 2017, corresponde a la retención en la fuente realizada a terceros por \$3.531.539 y \$3.067.308 y autorretenciones \$12.869.749 y \$11.968.448, respectivamente.

(**) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, corresponde principalmente a la contribución de ley 99 por \$5.905.113 y \$5.139.383, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, los impuestos distintos a la renta se detallan así:

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
Retención en la fuente a terceros	\$	(3.531.539)	\$	(3.067.308)
Autorretención por pagar a la administración tributaria		(12.869.749)		(11.968.448)
IVA por pagar neto		(58.487)		(105.025)
Impuesto de industria y comercio neto		(886.342)		161.777
Retención por industria y comercio		(372.625)		(278.101)
Contribución Ley 99		(5.905.113)		(5.139.387)
Pasivos por impuestos corrientes	\$	(23.623.855)	\$	(20.396.492)



15. Provisiones

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Otras provisiones (1)	\$ 80.879.788	\$ 112.232.378	\$ 92.361.840	\$ 131.993.692
<i>Ambiental y obras Quimbo</i>	51.148.256	35.773.793	58.519.505	28.877.162
<i>Plan de Restauración Quimbo</i>	29.731.532	76.458.585	33.842.335	103.116.530
Provisión de reclamaciones legales (2)	3.083.516	7.863.353	-	10.712.379
<i>Civiles y otros</i>	2.885.294	6.719.868	-	9.602.379
<i>Laborales</i>	198.222	1.143.485	-	1.110.000
Desmantelamiento Quimbo (3)	-	300.123	-	989.639
Total Provisiones	\$ 83.963.304	\$ 120.395.854	\$ 92.361.840	\$ 143.695.710

(1) La Provisión de la Central Ambiental Hidroeléctrica el Quimbo está constituida por: i) Ambiental y obras Quimbo, la cual corresponde principalmente a obligaciones para reposición de infraestructura, 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 entre el 2017 y 2020. ii) 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, mantenimiento de la franja de protección y del embalse, desarrollo del programa íctico y pesquero y programas de monitoreo de fauna, flora, clima y paisaje.

(2) Al 31 de diciembre de 2018, el valor de las pretensiones en las reclamaciones a la Compañía por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a \$ 3.875.955.235 con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, se han provisionado \$4.250.670 incluyendo la actualización financiera para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias. 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 causarían pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultasen, éstos no afectarían de manera significativa la posición financiera de la Compañía. Adicional se encuentran provisionadas sanciones de la Central Hidroeléctrica El Quimbo por \$3.147.969, las cuales se están detalladas en la nota 32. Sanciones, por otro lado primas de éxito por \$3.548.230, que se harán efectivas cuando el abogado tenga fallo a favor de la Compañía de los procesos pactados.

Al 31 de diciembre de 2018, el valor de las reclamaciones por litigios administrativos, civiles, laborales y contratistas se detalla así:

Procesos	Calificación	No. de procesos	No de Procesos (cuantía indeterminada)	Valor de la contingencia (a)	Valor de la provisión (incluye VPN)
	Probable (*)	15	0	\$ 2.735.013	\$ 2.735.013
Inundaciones antes del año 1997	Posible	3	0	5.266.012	-
Total Inundaciones antes 1997		18	0	8.001.025	2.735.013
Inundaciones después del año 1997	Probable	5	0	384.680	160.425
	Posible	16	0	942.748	-
Total Inundaciones después 1997		21	0	1.327.428	160.425
Laborales	Probable	5	0	1.371.209	1.341.707
	Posible	22	6	1.720.696	-
	Remota	5	0	20.181.000	-
Total Laborales		32	6	23.272.905	1.341.707
Otros	Probable	5	1	80.100	13.525
	Posible	41	29	28.309.749	-
	Remota	28	16	125.249.255	-
Total Otros		74	46	153.639.104	13.525
Quimbo	Posible	196	36	480.859.803	-
	Remota	2	1	5.377.741	-
Total Procesos		343	89	\$ 672.478.006	\$ 4.250.670

(a) 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 real de la contingencia.

(*) Los procesos correspondiente a inundaciones antes de 1997, son reconocidos por el Ministerio de Hacienda y Crédito público a la Compañía (Ver nota 6)

Detalle de los principales procesos jurídicos que tiene la compañía al 31 de diciembre 2018 calificados como probables:

Procesos	Fecha Inicio	Pretensión	Objeto del Juicio	Estado actual y situación procesal
Alejandro Sánchez Guarnizo y Otros	2015	\$ 4.498.894	Ordinario de responsabilidad civil extracontractual por hechos de 2010 y 2011	Se encuentra en etapa probatoria. Se encuentra cursando la apelación de la primera instancia interpuesta por la Empresa en el Tribunal Superior de Neiva.
Yohana Farley Rodríguez Berrio	2014	300.000	Indemnización de perjuicios por muerte de empleado	En trámite del recurso de casación.
Hernando Rivera Espinosa	2013	192.000	Indemnización despido sin justa causa	En trámite del recurso de casación.
Alfonso Rodríguez	2009	120.000	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1989	A la espera de que el Juzgado haga la entrega de los dineros pagados por parte de la Compañía al demandante, para poder darlo por finalizado en la provisión.
Hernan Useche Culma	2010	100.000	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1994	Se realizó los pagos correspondientes a la condena, se está a la espera de la terminación del proceso.
Pastor Aroca Ibarra	2013	88.000	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 2011	Se realizó pago de condena de segunda instancia, el abogado del demandante ha interpuesto recursos contra el auto que aprobó la liquidación de costas.
Diomedez Lozano Apache	2008	63.649	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1994	Se realizó los pagos correspondientes a la condena, se está a la espera de la terminación del proceso.
Abundio Carrillo	2008	62.918	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1994	Se realizó los pagos correspondientes a la condena, se está a la espera de la terminación del proceso.
Saúl Cárdenas Trujillo	2007	36.954	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1994	Se realizó los pagos correspondientes a la condena, se está a la espera de la terminación del proceso.
Rafael Bernate	2004	6.136	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1989	Se realizó los pagos correspondientes a la condena, se está a la espera de la terminación del proceso.
Total		\$ 5.468.551		

La Compañía no cuenta con litigios fiscales a 31 de diciembre de 2018 calificados como probables que se encuentren provisionados.

El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	Total
Saldo inicial 01 de enero de 2017	\$ 11.677.255	\$ 268.301.033	\$ 279.978.288
Incremento (Decremento) en provisiones existentes	1.176.407	-	1.176.407
Provisión utilizada	(972.390)	(59.338.380)	(60.310.770)
Actualización efecto financiero	-	16.382.522	16.382.522
Recuperaciones	(1.168.893)	-	(1.168.893)
Otro incremento (Decremento)	-	-	-
Total movimientos en provisiones	(964.876)	(42.955.858)	(43.920.734)
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	\$ 10.712.379	\$ 225.345.171	\$ 236.057.550
Incremento (Decremento) en provisiones existentes	2.717.444	46.874	2.764.318
Provisión utilizada	(1.696.351)	(40.619.483)	(42.315.834)
Actualización efecto financiero	(30.113)	8.639.727	8.609.614
Recuperaciones	(756.490)	-	(756.490)
Otro incremento (Decremento)	-	-	-
Total movimientos en provisiones	234.490	(31.932.882)	(31.698.392)
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	\$ 10.946.869	\$ 193.412.289	\$ 204.359.158



El movimiento de la provisión de reclamaciones legales en el 2018 corresponde principalmente a:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la demanda	Valor	Fecha
Civil Ordinario	Libardo Chico	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	\$ 30.000	dic-18
Civil Ordinario	Alfonso Rodríguez (89)	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.989	1.100.000	mar-18
Civil Ordinario	Alejandro Sanchez Guarnizo y Otros	Ordinario de responsabilidad civil extracontractual por hechos de 2010 y 2011	245.000	oct-18
Civil Verbal	Martin Gonzalez Rodriguez	Demanda por inundación del rio Magdalena en abril de 2011	60.000	abr-18
Civil Verbal	Martin Gonzalez Rodriguez	Demanda por inundación del rio Magdalena en abril de 2011	55.200	oct-18
Laboral Ordinario	German Claros Valenzuela	Declaración de ineficacia de despido y culpa patronal en accidente de trabajo- solidaridad	30.000	mar-18
Primas de Éxito	Accion de grupo	Demanda Embalse Muña	781.988	dic-18
Total movimiento por dotaciones			\$ 2.302.188	
Civil Ordinario	Argemiro Torres y Otros	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(251.060)	mar-18
Civil Ordinario	Emiliano Romero Candía y Otros	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(726.263)	mar-18
Civil Ordinario	Rosa Maria Morales de R. y Otros	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(184.516)	mar-18
Civil Ordinario	Maria Gladys Guzmán R.	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(172.358)	mar-18
Civil Ordinario	Alejandro Sanchez Guarnizo y Otros	Ordinario de responsabilidad civil extracontractual por hechos de 2010 y 2011	(223.720)	dic-18
Total movimiento por pagos			(\$ 1.557.917)	
Civil Verbal	Martin Gonzalez Rodriguez	Demanda por inundación del rio Magdalena en abril de 2011	(55.200)	may-18
Fiscal	Compensar	Demanda por contribución	(679.642)	dic-18
Total movimiento por recuperaciones			(\$ 734.842)	

(3) La variación a 31 de diciembre de 2018 de la provisión de desmantelamiento de equipos electromecánicos en el Quimbo corresponde al descuento de los flujos futuros, VPN, las tasas utilizadas a diciembre de 2018 y diciembre de 2017 son 10,93% EA y 8,10% EA, respectivamente.

Reclamación Consorcio Impregilo

Durante el 2015, el Consorcio Impregilo OHL presentó ante la Compañía una serie de reclamaciones y notas de órdenes de cambio (Noc's) producto de afectaciones económicas por las obras ejecutadas en el contrato CEQ-21 obras civiles principales proyecto Hidroeléctrico El Quimbo.

En sesión ordinaria de junta directiva No 436 celebrada el 19 de octubre de 2016, fueron realizados los análisis técnicos y legales del contrato pactado entre la Compañía y el Consorcio Impregilo, como resultado de las mesas de negociación previas realizadas entre septiembre de 2015 y marzo de 2016. La Compañía en aras de evitar un proceso de arbitraje a futuro, decidió cerrar la negociación con el contratista durante el último trimestre de 2016. La pretensión inicial del contratista ascendía a \$224.560.000, entre reclamaciones y notas de orden de cambio como resultado de la negociación se cerró el acuerdo por \$57.459.000 de pesos más \$2.800.000, por el acta del cierre de contrato, y un reajuste a las reclamaciones por \$14.541.000, para un total de \$74.800.000, estos valores fueron autorizados por la Compañía para ser incluidos dentro del contrato CEQ 021 por medio del addendum 17 firmado en enero de 2017.

En noviembre de 2016, la Compañía como parte del análisis de las actividades incluidas dentro de la provisión constituida para garantizar el cumplimiento de las obligaciones derivadas de la construcción de la Central, efectuó recuperaciones por actividades que fueron consideradas no necesarias e incluyendo los reajustes a los precios del contrato acordados en junta directiva y que formalizados en addendum 17 el cual fue firmado y pagado durante el primer trimestre de 2017.

Actualmente este contrato entra en etapa de liquidación, una vez se cumpla el término del amparo, calidad y estabilidad de las obras.

La Compañía presentó reclamación al contratista y a la Compañía AXA Colpatria Seguros S.A., porque considera que algunos eventos que afectan la calidad de las obras de la presa son responsabilidad de la Compañía. AXA Colpatria rechazó la reclamación por garantía de calidad y estabilidad de las obras.

La Compañía presentó réplica para la Aseguradora, la comunicación se radicó el viernes 4 de mayo de 2018. El 8 de junio de 2018 se recibió respuesta de AXA Colpatria indicando que la reclamación fue objetada, pero que no obstante, una vez se pruebe la responsabilidad del asegurado y se pruebe el daño entraría a revisar la reclamación, al 31 de diciembre de 2018 no presenta cambios adicionales.

Provisión Programa Ambiental de Inversión 1%

De acuerdo con la Resolución 0899 del 15 de mayo de 2009, mediante la cual la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) otorgó licencia ambiental para el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, la Compañía al 31 de diciembre de 2018 tiene registrado como parte del total provisionado \$22.128.147 correspondientes al programa de inversión del 1% presentando dentro del marco de la licencia, por la utilización del recurso hídrico superficial de la fuente río Magdalena, de conformidad con lo establecido en el parágrafo del artículo 43 de la ley 99 de 1993 reglamentado por el Decreto 1900 del 12 de septiembre del 2006. El 31 de agosto de 2016 se realizó y presentó al ANLA para su revisión y aprobación una liquidación parcial por \$9.702 millones con corte al 30 de septiembre de 2016, la cual será re liquidada una vez determine el costo final del proyecto de acuerdo al parágrafo 2 del artículo 4 del Decreto 1900 de 2006. A 31 de diciembre de 2018 no se ha recibido pronunciamiento de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA.

A su vez, el Auto 987 incluye aceptación respecto a la ejecución del proyecto de formación de promotores ambientales, el cual fue elaborado en conjunto con el SENA. Por lo anterior, se deberá establecer un convenio entre la Compañía y SENA, el cual permita dar ejecución al proyecto en mención.

16. Impuestos por pagar

Las declaraciones de renta de los años gravables 2016 y 2017 se encuentran abiertas para revisión por parte de las autoridades tributarias. Sin embargo, en opinión de la Gerencia, en el evento en que ocurra, no se esperan diferencias significativas.

Impuesto sobre la renta

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Impuesto de renta corriente (1)	\$ 486.524.661	\$ 482.918.458
Anticipo de renta año	(167.905.090)	(190.118.487)
Descuentos tributarios y retenciones en la fuente(2)	(3.808.202)	(651.478)
Autorretenciones de retención en la fuente	(89.051.695)	(80.466.417)
Autorretenciones otros conceptos	(56.386.561)	(50.367.180)
Impuestos por pagar año anterior (ZOMAC) (3)	600.355	-
Pasivos por impuestos corrientes	\$ 169.973.468	\$ 161.314.896

(1) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el pasivo por impuesto de renta corriente está compuesto por:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Impuestos a las ganancias relativos al resultado del periodo (Ver nota 28)	\$ 486.059.456	\$ 483.066.156
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral (Ver Nota 30)	465.205	(147.698)
Total	\$ 486.524.661	\$ 482.918.458



(2) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, los descuentos tributarios están compuesto por:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
IVA en la importación o adquisición de maquinaria pesada para industrias básicas	\$ 3.604.950	\$ 455.478
25% de las donaciones realizadas a entidades sin ánimo de lucro	203.252	196.000
\$	3.808.202	\$ 651.478

(3) Corresponde al beneficio otorgado por el Gobierno Nacional que da la posibilidad a las empresas de pagar su impuesto de renta a través de los proyectos de inversión directa, viabilizados y prioritarios de interés social en las zonas más afectadas por el conflicto armado (ZOMAC).

Con ocasión a la reforma tributaria Ley 1943 de 2018, el beneficio anteriormente mencionado estará vigente hasta el 30 de junio de 2019, por cuanto tendrá éste tratamiento las obras por impuestos que hayan sido aprobadas hasta dicha fecha. A partir del 1 de julio de 2019 la aplicación del beneficio por obras cambia la metodología, siendo ahora controlado a través de convenios con las entidades públicas de nivel nacional y con requisitos distintos a los previamente establecidos.

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 33% correspondiente al impuesto sobre la renta y la Sobretasa de Renta del 4% (2018), 6% (2017) respecto a la tasa efectiva sobre la utilidad del 34, 93% al 31 de diciembre de 2018 y del 38, 96% al 31 de diciembre de 2017, son las siguientes:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2018 Valor	Tasa (%)	Al 31 de diciembre de 2017 Valor	Tasa (%)
Utilidad contable antes de impuesto sobre la renta	\$ 1.568.164.634		\$ 1.453.311.316	
Partidas que aumentan la renta líquida				
Impuesto a la riqueza	-	0.00	12.531.610	0.29
Provisiones deducibles	(32.535.906)	(0.68)	(29.599.110)	(0.69)
Ingresos gravados				
Contribución a las transacciones financieras	4.778.745	0.10	4.438.962	0.10
Otros				
Gastos no deducibles	2.880.576	0.06	(1.390.680)	(0.03)
Impuestos no deducibles	277.687	0.01	544.313	0.01
Amortización en ciencia y tecnología				
Diferencia aportes parafiscales y pensiones	-	0.00	(326.136)	(0.01)
Intereses presuntos	12.001	0.00	17.116	0.00
Total partidas que aumentan la renta líquida	(24.586.897)	(0.52)	(13.783.924)	(0.32)
Partidas que disminuyen la renta líquida				
Deducciones por activos fijos reales productivos	(19.750.706)	(0.42)	(22.872.283)	0.54
Depreciación y amortización fiscal	(208.797.977)	(4.39)	(209.255.257)	(4.29)
Total partidas que disminuyen la renta líquida	(228.548.683)	(4.81)	(232.127.540)	(5.43)
Renta líquida gravable	1.315.013.910		1.207.399.852	
Tasa de impuesto	33%		34%	
Impuesto de renta	433.954.590	27.67	410.515.950	28.25
Ganancias ocasionales	15.145		65.169	
Tasa de impuesto ganancia ocasional	10%		10%	
Impuesto ganancia ocasional	1.515		6.517	
Total Impuesto de renta y complementarios	\$ 433.956.105		\$ 410.522.467	

Como resultado de la reforma tributaria Ley 1819 de 2016, a partir del 2017 se creó la sobretasa del impuesto corriente, que para el año 2018 equivale al 4% y para el 2017 6%. En consideración a lo anterior se presenta los efectos tributarios de forma comparativa para 2018 y 2017:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Valor	Tasa (%)	Valor	Tasa (%)
Renta líquida gravable Sobretasa	1.315.013.910		1.207.399.852	
Base no gravable sobretasa	(800.000)	(0,06)	(800.000)	(0,07)
Renta líquida gravable sobretasa	1.314.213.910		1.206.599.852	
Tasa de impuesto Sobretasa	4%		6%	
Sobretasa Impuesto de Renta	52.568.556		72.395.991	
Impuesto de renta y Sobretasa de renta	\$ 486.524.661		\$ 482.918.458	

Concepto	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Total Impuesto de renta y complementarios	\$ 433.956.105	\$ 410.522.467
Impuesto de renta y Sobretasa	52.568.556	72.395.991
Total	\$ 486.524.661	\$ 482.918.458

Conciliación del patrimonio

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Patrimonio contable	\$ 4.239.248.006	\$ 3.848.286.300
Pasivos estimados	292.277.281	303.229.932
Aportes parafiscales y pensiones y demás beneficios para empleados	32.756.603	28.769.544
Ajuste fiscal a los activos (*)	(575.566.648)	(531.450.991)
Ajuste fiscal a los diferidos	10.429.920	7.665.605
Provisión deudores	39.767.353	69.821.111
Ajuste fiscal a las inversiones	5.752.929	4.494.789
Impuesto diferido	100.433.685	34.114.979
Patrimonio fiscal	\$ 4.145.099.129	\$ 3.764.931.269

(*) Corresponde a la diferencia del costo neto de estos entre el valor contable y fiscal, dado a que la depreciación fiscal es mayor a la contable.

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 independientes. Los asesores externos realizaron el estudio y documentación comprobatoria de precios correspondiente al año gravable 2016, el cual fue presentado sin ajustes a la declaración de renta del mismo año. La declaración informativa y documentación comprobatoria se presentaron el 18 de julio de 2017.

Para el año gravable 2017 los asesores externos validaron las operaciones realizadas con cada vinculado económico y el estudio y la documentación comprobatoria fueron presentados el día 18 de septiembre de

2018 y no arrojó cambios en la declaración de renta del año gravable 2017; Los asesores externos han validado cada uno de los contratos realizados durante el año 2018 con vinculados del exterior con el fin de validar la correcta aplicación de los precios de mercado en cada uno.



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, perfeccionada el 20 de diciembre de 2010:

Objeto: La Compañía se compromete a construir la hidroeléctrica “El Quimbo”.

Monto de inversión y Plazos: Las inversiones de la Compañía relacionadas con el proyecto El Quimbo comprometidas fueron de \$1.922.578.000. En el primer semestre del 2014 se aprobó un incremento en el presupuesto de \$583.184.000, el cual junto con el gasto financiero en el que se ha incurrido y se proyecta incurrir para la financiación del proyecto \$450.712.000, representa un mayor valor de la inversión. De conformidad con lo estipulado en el parágrafo 2 de la cláusula 2 de contrato de estabilidad jurídica, el mayor valor de la inversión implicó pagar, en diciembre 2014, la suma de \$6.299.000, por concepto de ajuste de la prima establecida en el contrato de estabilidad jurídica. En marzo de 2016, se procedió con el pago de un segundo ajuste por \$4.657.000, con ocasión del aumento en el monto de la inversión. En 2017 se realizó una mayor inversión a la establecida en el contrato, razón por la cual actualmente se está estableciendo el monto exacto de incremento en dicha inversión con el fin de proceder a la solicitud de aprobación de reliquidación y pago de la prima ante el Comité de Estabilidad Jurídica. A la fecha se está solicitando al Ministerio como se procedería para la liquidación y pago de la prima, con base en la última aprobación de un capex adicional para finalización de las obras de El Quimbo.

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 \$9.617.000 (consignada el 23 de diciembre de 2010), 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 \$6.299.000 por concepto de ajuste de la prima con ocasión de la mayor inversión probada. En marzo de 2016, la Compañía pagó \$4.657.000 por concepto de un segundo ajuste de la prima por la mayor inversión realizada.
- » En el 2017 se realizó una mayor inversión a la establecida en el contrato, razón por la cual actualmente se está estableciendo el monto exacto de incremento en dicha inversión con el fin de proceder a la solicitud de aprobación de reliquidación y pago de la prima ante el Comité de Estabilidad Jurídica.
- » 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 contratará a un tercero especialista para la revisión de compromisos adquiridos durante el año 2018

b Obligaciones de la Nación:

- » Garantizar por 20 años la estabilidad de las normas incluidas en el contrato (con favorabilidad) para el proyecto El Quimbo.

La auditoría del contrato de estabilidad jurídica del 2018 se radicará ante el Ministerio de Minas y Energía dentro del plazo establecido para ello, antes del 31 de marzo de 2019.

17. Provisiones por beneficios a los empleados

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo y largo plazo (1)	\$ 8.254.181	\$ 79.386.870	\$ 8.682.337	\$ 77.059.947
Prestaciones sociales y aportes de ley	22.536.903	-	21.843.209	-
\$	30.791.084	\$ 79.386.870	\$ 30.525.546	\$ 77.059.947

(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 periodo 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 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Pensionados	294	296
Edad promedio	66,40	65,43

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 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Auxilio educativo		
Pensionados	47	52
Edad promedio	19,30	19,12
Auxilio energía		
Pensionados	287	291
Edad promedio	66,30	65,40
Servicio Salud		
Pensionados	95	101
Edad promedio	58,60	56,98

Cesantías retroactivas

Las cesantías retroactivas, consideradas como beneficios post-empleo, se liquidan 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 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Empleados	90	90
Edad promedio	53,60	52,58
Antigüedad	25,00	24,01

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.

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 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Empleados	147	149
Edad promedio	52,60	51,55
Antigüedad	23,50	22,46

Al 31 de diciembre de 2018, 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 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Tasa de descuento	6,80%	6,82%
Tasa de incremento salarial (personal activo)	5,00%	4,50%
Tasa de Incremento a las pensiones	4,00%	3,50%
Inflación estimada	4,00%	3,50%
Inflación servicio médico	8,00%	8,00%

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 rotación	EISS
	Tabla interna Enel
	Hombres: 62
Retiro	Mujeres: 57

El movimiento de las obligaciones por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2017 y 2018, es el siguiente:

	Personal jubilado		Personal activo		Plan de beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2016	\$ 71.232.320	\$ 8.334.760	\$ 4.959.087	\$ 4.535.473	\$ 89.061.640
Costo del Servicio Corriente	-	-	228.847	208.834	437.681
Costo por Intereses	4.434.655	529.073	280.378	280.530	5.524.636
Contribuciones Pagadas	(7.388.670)	(488.981)	(800.050)	(763.597)	(9.441.298)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(2.090.096)	(585.730)	(132.190)	(43.225)	(2.851.241)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	1.812.840	94.665	755.112	348.249	3.010.866
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	\$ 68.001.049	\$ 7.883.787	\$ 5.291.184	\$ 4.566.264	\$ 85.742.284
Costo del Servicio Corriente	-	-	232.644	171.064	403.708
Costo por Intereses	4.574.909	517.106	345.988	276.632	5.714.635
Contribuciones Pagadas	(6.692.619)	(525.722)	(933.186)	(1.468.111)	(9.619.638)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	3.921.705	223.661	9.424	50.080	4.204.870
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	622.924	140.856	828.677	(397.265)	1.195.192
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	\$ 70.427.968	\$ 8.239.688	\$ 5.774.731	\$ 3.198.664	\$ 87.641.051

(a) Dando cumplimiento a lo establecido en el artículo 4 del decreto 2131 de 2016 que permite la aplicación de la NIC 19 para la determinación del pasivo de beneficios post-empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación, requiriendo adicionalmente la revelación del cálculo de los pasivos pensionales de acuerdo con los parámetros establecidos en el Decreto 1625 de 2016 que retoma lo planteado en el Decreto 2783 de 2001; tenemos que aplicando estos parámetros al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el pasivo de beneficios post-empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación asciende a \$56.211.614 y \$57.453.578, respectivamente. La sensibilidad en mención fue realizada por la firma Aon Hewitt México, la cual utilizó el siguiente conjunto de hipótesis:

Tipo de tasa	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Tasa de descuento	10,13%	10,82%
Interés técnico	4,80%	4,80%
Inflación estimada	5,09%	5,74%

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	79.124.227	9.076.535	6.274.226	3.295.280	97.770.268
+ 100 puntos básicos	63.283.160	7.526.624	5.328.348	3.107.776	79.245.908

Convención colectiva de trabajo

Convención Colectiva– SINTRAEECOL 2015-2018 – Prorrogada a 2019

La Convención Colectiva suscrita con SINTRAEECOL finalizaba su vigencia el pasado 30 de junio de 2018, sin embargo el sindicato no realizó la denuncia respectiva por lo que el texto convencional fue prorrogado por un término de seis (6) meses, según lo determina la ley, es decir hasta el 31 de diciembre de 2018, fecha en la cual tampoco se recibió denuncia alguna generando una segunda prórroga hasta el próximo 30 de junio de 2019. De conformidad a la normatividad aplicable debe realizarse la denuncia por parte del sindicato a más tardar dentro de los 60 días anteriores a la finalización del término, realizada esta denuncia se activa el inicio de la etapa de negociación directa, etapa que finalizara con la suscripción de una nueva convención o con la convocatoria de un tribunal de arbitramento de no llegar a un acuerdo.

Convención Colectiva–ASIEB 2016-2019

El 1 de junio de 2016 se firmó la Convención Colectiva de Trabajo con la Organización Sindical ASIEB, esta Convención Colectiva, aplica a todos los ingenieros trabajadores de la Empresa afiliados a la asociación sindical de ingenieros al servicio de las empresas de energía – ASIEB. La vigencia de la Convención es desde el 1 de junio de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2019.

(2) En mayo de 2018, la Compañía inició la comunicación e implementación del plan de retiro voluntario, dirigido a 12 trabajadores de la Central Cartagena vinculados mediante contrato a término indefinido que se encontraran entre 0 y 10 años para cumplir requisito de edad de pensión de Ley y que tengan antigüedad superior a 10 años.

Se realizó el ofrecimiento de una renta mensual, consistente en pago mensual de una prestación económica a través del Fondo de Pensiones Protección, desde el momento de la terminación del contrato de trabajo por mutuo acuerdo y hasta 6 meses después de que el trabajador cumpla el requisito de edad establecido a la fecha de retiro en la Ley para acceder a la pensión de vejez (62 años hombres). Por este concepto, se reconoció una suma bruta mensual equivalente al 90% del salario promedio mensual que devengara el trabajador, con corte a 30 de abril de 2018.

Otros Beneficios: Adicional al beneficio de renta mensual, la Compañía ofreció beneficios comunes a convenionados con posterioridad a la terminación del contrato de trabajo por mutuo acuerdo y hasta el 31 de diciembre de 2018, entre los cuales se encuentran beneficios de beneficio médico y seguros de vida entre otros.

Con corte a 30 de septiembre de 2018 se acogieron un total de seis (6) trabajadores de la Central Cartagena, finalizando así la oportunidad de acogimiento al plan de retiro voluntario.

	Renta Temporal	Bono de Retiro	Otros Beneficios	Total Beneficios Plan de Retiro Voluntario
Saldo inicial al 01 de enero de 2017	\$ -	\$ -	\$ 333	\$ 333
Costo (recuperación) del periodo por aceptación de ofertas	-	-	(333)	(333)
Aportes del empleador	54.892	-	-	54.892
(Ganancias) pérdidas actuariales	(54.892)	-	-	(54.892)
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costo Laboral del Servicio Actual	(825.104)	-	-	(825.104)
Aportes del empleador	825.104	-	-	825.104
(Ganancias) pérdidas actuariales	-	-	-	-
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

18. Impuestos diferidos, neto

A continuación se incluye el detalle del pasivo por impuesto diferido pasivo al 31 de diciembre de 2018:

	Saldo Inicial al 1 de enero de 2018	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Incremento (Decremento) por Impuestos Diferidos en Otros Resultados Integrales	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en resultados por cambio de tasa	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales por cambio en tasa	Saldo final al 31 de diciembre de 2018
Otras provisiones (1)	33.989.893	(10.499.765)	935.512	(147.068)	-	24.278.572
Obligaciones de aportación definida	7.285.697	217.467	1.640.469	(728.834)	(611.102)	7.803.697
Impuesto diferido activo	\$ 41.275.590	(10.282.298)	2.575.981	(875.903)	(611.102)	\$ 32.082.269
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2)	(73.716.961)	(69.895.746)	-	13.134.314	-	(130.478.393)
Forward y swap	(1.673.608)	-	(541.941)	-	177.988	(2.037.561)
Impuesto diferido pasivo	(75.390.569)	(69.895.746)	(541.941)	13.134.314	177.988	(132.515.954)
Impuesto diferido pasivo neto	\$ (34.114.979)	(80.178.044)	2.034.040	12.258.411	(433.114)	\$ (100.433.685)

(1) Al 31 de diciembre de 2018, el detalle del impuesto diferido activo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial al 31 de diciembre de 2017	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Incremento (Decremento) por Impuestos Diferidos en Otros Resultados Integrales y Otros Movimientos en el Patrimonio	Saldo final al 30 de diciembre de 2018
Provisiones de trabajos y servicios	\$ 6.074.479	\$ 1.529.896	\$ -	\$ 7.604.375
Provisión Obligaciones Laborales	451.136	737.955	-	1.189.091
Provisión Compensación Calidad	2.483.837	(530.189)	-	1.953.648
Otros	543.052	(55.285)	-	487.767
Provisión de Cuentas Incobrables(a)	24.437.389	(12.329.210)	935.512	13.043.691
\$ 33.989.893	\$ (10.646.833)	\$ 935.512	\$ 24.278.572	

(a) Dentro de la provisión de cuentas incobrables (cartera) se está reflejando el cálculo de impuesto diferido por impacto de implementación NIIF 9 reflejada en la línea de resultados integrales por \$935.512. (Ver nota 30)

(2) El exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable surge porque:

- » Los activos clasificados o que pertenecen al proyecto Quimbo tienen un tratamiento especial: Los activos en el año 2016 se depreciaron de acuerdo con la vida útil clasificada según el tipo de activo de acuerdo al reglamento vigente hasta dicho año, para el año 2017 a pesar que la reforma (ley 1819 de 2016) estableció nuevas tasas para la depreciación, los activos que pertenecen a Quimbo seguirán con las del reglamento ya que este proyecto tiene estabilidad jurídica.
- » Activos a los cuales se les aplico depreciación acelerada con el método de reducción de saldos.
- » Los demás activos se deprecian por línea recta.
- » A partir del año 2017, los activos que se adquieren como nuevos o que se activan se tendrá en cuenta la vida útil contable salvo que esta no sea mayor a la establecida en la ley 1819 de 2016.

El impuesto diferido a 31 de diciembre de 2018 por tarifa se presenta a continuación:

	2019 Renta	2020 Renta	2021 Renta	2022 Renta
Activos fijos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (437.810.462)
Provisiones y pasivos estimados	24.458.542	(83.562)	(83.562)	3.928.819
Obligaciones de aportación definida	-	-	-	26.012.318
Cartera	31.813.882	7.953.471		



	2019 Renta	2020 Renta	2021 Renta	2022 Renta
Tarifa Renta	\$ 56.272.424	\$ 7.869.909	\$ (83.562)	\$ (407.869.325)
Impuesto Renta	33%	32%	31%	30%
Ganancias ocasionales	8.647.463			
Tarifa	10%			
Impuesto	864.746			
Total impuesto diferido pasivo	\$ (100.433.685)			

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 éstos activos.

A continuación se incluye el detalle por impuesto diferido pasivo al 31 de diciembre de 2017:

	Saldo Inicial al 31 de diciembre de 2016	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Incremento (Decremento) por Impuestos Diferidos en Otros Resultados Integrales	Saldo final al 31 de diciembre de 2017
Depreciación y ajustes por inflación de propiedad, planta y equipo	\$ 42.624.633	\$ (42.624.633)	\$ -	\$ -
Otras provisiones (1)	49.149.777	(15.159.884)	-	33.989.893
Obligaciones de aportación definida	7.564.782	(65.740)	(213.345)	7.285.697
Impuesto diferido activo	\$ 99.339.192	\$ (57.850.257)	\$ (213.345)	\$ 41.275.590
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2)	-	(73.716.961)	-	(73.716.961)
Forward y swap	(2.190.389)	-	516.781	(1.673.608)
Impuesto diferido pasivo	(2.190.389)	(73.716.961)	516.781	(75.390.569)
Impuesto diferido pasivo neto	\$ 97.148.803	\$ (131.567.218)	\$ 303.436	\$ (34.114.979)

(1) Al 31 de diciembre de 2017, el detalle del impuesto diferido activo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial al 31 de diciembre de 2016	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Saldo final al 31 de diciembre de 2017
Provisión de Cuentas Incobrables	\$ 37.538.764	\$ (13.101.375)	\$ 24.437.389
Provisiones de trabajos y servicios	5.816.265	258.214	6.074.479
Provisión Obligaciones Laborales	2.393.604	(1.942.468)	451.136
Otros	1.788.438	(1.245.386)	543.052
Provisión Compensación Calidad	1.535.858	947.979	2.483.837
Provisión de Industria y Comercio	76.848	(76.848)	-
Total	\$ 49.149.777	\$ (15.159.884)	\$ 33.989.893

El impuesto diferido a 31 de diciembre de 2017 por tarifa se presenta a continuación:

	2018 Renta	2018 Sobretasa	2019 Sobretasa
Activos fijos	\$ (232.355.911)	\$ (381.044)	\$ (231.974.867)
Provisiones y pasivos estimados	27.755.975	20.760.217	6.995.758
Obligaciones de aportación definida	21.431.819	5.329.861	16.101.958
Cartera	69.821.111	34.910.556	34.910.556
	(113.347.006)	60.619.590	(173.966.595)
Tarifa CREE y Sobretasa		4%	0%
Tarifa Renta		33%	33%
Impuesto CREE y Sobretasa		2.424.785	-
Impuesto Renta	(37.404.510)	20.004.466	(57.408.976)
Ganancias ocasionales	8.647.462		
Tarifa	10%		
Impuesto	864.746		
Total impuesto diferido pasivo	\$ (34.114.979)		

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 éstos activos.

(2) Al 31 de diciembre de 2018, corresponde a la diferencia en la depreciación contable y fiscal por: i) depreciación por reducción de saldos a partir de 2014, ii) diferencia contable y fiscal por los ajustes por inflación del año 2004, 2005 y 2006, iii) los activos a nivel fiscal a partir del 2017 se están evaluando de acuerdo a los porcentajes de depreciación definidos en el artículo 137 del Estatuto Tributario

19. Otros pasivos no financieros

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Anticipos por venta de Energía (1)	\$ 38.090.160	\$ 77.213.798
Ingresos diferidos (2)	3.818.047	4.296.624
Total	\$ 41.908.207	\$ 81.510.422

(1) La variación entre 31 diciembre 2018 y 2017 corresponde principalmente al anticipo de compras de energía del cliente Electricaribe S.A E.S.P. pactado bilateralmente previo recaudo para entrega de energía por \$45.607.964.

(2) Corresponde a ingresos recibidos por anticipado por ventas parciales de predios por \$3.818.047 y la variación se presenta principalmente por el reconocimiento en el 2017 al ingreso de la prima no reembolsable por respaldo de energía con el cliente Termonorte por \$478.577.

20. Patrimonio

Capital

El capital autorizado se compone por 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 148.914.162 acciones con valor nominal de \$4.400, distribuidas así:

Composición accionaria a 31 de diciembre de 2018:

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
Grupo Energía Bogotá S. A. E.S.P.(1)	43,57%	55.758.250	100%	20.952.601	51,51%	76.710.851
Enel Américas S.A.	56,42%	72.195.996	-%	-	48,48%	72.195.996
Otros minoritarios	0,01%	7.315	-%	-	0,01%	7.315
Total	100%	127.961.561	100%	20.952.601	100%	148.914.162

(1) Del total de acciones del Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P., 20.952.601 acciones corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial de US\$0,1107 por acción.



Composición Accionaria a 31 de diciembre de 2017:

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
Grupo Energía de Bogotá S. A. E.S.P.(1) (2)	43,57%	55.758.250	100%	20.952.601	51,51%	76.710.851
Enel Américas S.A.	56,42%	72.195.996	–%	–	48,48%	72.195.996
Otros minoritarios	0,01%	7.315	–%	–	0,01%	7.315
	100%	127.961.561	100%	20.952.601	100%	148.914.162

- (1) Del total de acciones del Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P., 20.952.601 acciones corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial de US\$0,1107 por acción.
- (2) Como resultado de la sesión extraordinaria de la Asamblea General de Accionistas de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. del pasado 6 de octubre de 2017, fue aprobado el cambio de denominación social por Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P.

Distribución de dividendos

La Asamblea General de Accionistas del 20 de marzo de 2018, según Acta No. 99, ordenó distribuir dividendos por \$623.784.116 con cargo a la utilidad neta de 31 de diciembre de 2017. Los dividendos sobre la utilidad de 2017, se pagan así: El 100% del dividendo preferente y el 38% del dividendo ordinario; el 16 de mayo de 2018, el 37% el 24 de octubre de 2018 y el 25% el 16 de enero de 2019.

Se informa que el Grupo Energía Bogotá ha instaurado solicitud de trámite arbitral ante la Cámara de Comercio de Bogotá en donde pretende la nulidad de esta acta, incluyendo dentro de los asuntos impugnados la aprobación del proyecto de distribución de utilidades.

La Asamblea General de Accionistas del 28 de marzo de 2017, según Acta No. 96, ordenó distribuir dividendos por \$527.607.248 con cargo a la utilidad neta de 31 de diciembre de 2016. Los dividendos sobre la utilidad de 2016, se pagan así: El 100% del dividendo preferente y el 38% del dividendo ordinario; el 15 de mayo de 2017, el 37% el 27 de octubre, quedando pendiente de pago el 25% el 15 de enero de 2018.

Tribunal de Arbitramento del Grupo Energía Bogotá S.A E.S.P VS. Enel Américas S.A

El 4 de diciembre de 2017, Enel Américas S.A. fue notificado de la solicitud de inicio de trámite arbitral interpuesta por parte del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. con relación a las diferencias surgidas en la distribución de utilidades del ejercicio 2016 para Emgesa S.A. E.S.P. y Codensa S.A. E.S.P. conforme a lo reglado por el Acuerdo Marco de Inversión –AMI.

Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. argumenta que Enel Américas actuó en contra de sus propios actos al votar por una distribución de utilidades del 70%, incumpliendo lo dispuesto en la cláusula 3.8 del AMI el cual establece la forma de distribución de utilidades obligando a las partes a votar favorablemente la distribución del 100% que sean posibles de distribuir durante cada ejercicio.

La pretensiones de la demandan son (i) Declaración del incumplimiento del AMI por parte de Enel Américas S.A (ii) Legitimidad del Grupo Energía de Bogotá S. A. E.S.P. para convocar una Asamblea Extraordinaria de Accionistas que incluya en el orden del día la distribución del porcentaje pendiente de distribución para el ejercicio 2016. (iii) Distribución del 100% del porcentaje pendiente de distribución para cada Compañía.

El 12 de diciembre de 2017, se realizó el sorteo público de árbitros para el tribunal, sin embargo las partes eligieron sus propios árbitros como lo indica el Acuerdo Marco de Inversión.

Estando fijada la fecha para la instalación del Tribunal el GEB decide retirar la demanda para realizar reformas, incluir nuevos temas, forzando una acumulación con otras 23 solicitudes de trámite arbitral que están en curso. La demanda nueva esta próxima a ser notificada a ENEL AMERICAS para la conformación del Tribunal.

Este proceso es atendido directamente por los abogados de Enel Américas, considerando la fase inicial del proceso, la contingencia se califica como remota.

Tribunales de Arbitramento del Grupo Energía Bogotá SA ESP versus. Codensa S.A. E.S.P y Emgesa S.A E.S.P

Se encuentran en curso 23 solicitudes de trámite arbitral instauradas por el socio local Grupo Energía Bogotá contra Codensa – Emgesa donde se busca la nulidad de Actas de Junta Directiva y Asamblea General de Accionistas planteando los siguientes argumentos: i) Conflictos de Interés con empresas vinculadas económicas. ii) Imposibilidad de ratificación de autorizaciones para contratar. iii) Indebido levantamiento del conflicto de interés. iv) Violación al AMI en cuanto distribución de utilidades.

Las pretensiones de la demanda son similares indicando que las decisiones están viciadas porque contravienen una norma imperativa, son nulas absolutamente por objeto y causa ilícita, contravienen lo indicado en el AMI respecto a distribución de utilidades y haberse aprobado algunos textos de actas estando en curso un arbitramento. La cuantía es indeterminada sin embargo, están se involucran las decisiones tomadas en torno a operaciones con empresas vinculadas económicas de alto impacto para el negocio. El 5 de julio de 2018 se llevó a cabo el sorteo de los árbitros ante la negativa de acuerdo para su designación y acumulación sugerida con el arbitramento contra ENEL AMERICAS. El proceso se encuentra en la etapa de designación de árbitros y revelaciones de éstos y de las partes.

Las actas impugnadas por el Grupo Energía de Bogotá a la fecha son las siguientes:

- (1) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación de Actas 451 del 14 de diciembre de 2017 y 452 del 23 de enero de 2018 (se refieren a la reconstrucción de los hechos y aclaración de autorización para compra de energía Proyecto el Paso).
- (2) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva N. 453 del 21 de febrero de 2018. (Por la cual se aprobó el texto del acta de Junta Directiva N. 452 de enero de 2018 y decisión de llevar a la Asamblea General de Accionistas el proyecto de distribución de utilidades para el ejercicio 2017).
- (3) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta N. 98 del 13 de febrero de 2018 de la Asamblea Extraordinaria de Accionistas de la Compañía (Por la cual se votó la ratificación de la compra de energía a Enel Green Power SAS ESP del Proyecto El Paso y revalidación de lo actuado por la Administración). Levantamiento del conflicto de interés.
- (4) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva N. 454 del 20 de marzo de 2018 (Por la cual se omite someter a votación el “Informe especial NDA tripartita entre Codensa, Emgesa y EnerNOC”. Conflicto de interés.
- (5) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Asamblea General Acta N 99 del 20 de marzo 2018 (Por la cual se aprobó el proyecto de distribución de utilidades para el ejercicio 2017, no se aprobó propuesta de modificación de Estatutos Sociales presentado por GEB, se ratificaron las operaciones con vinculados



económicos de la Compañía en el 2017, se levantó conflicto de interés en operaciones con vinculados económicos del ejercicio 2018).

(6) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 455 del 24 de abril de 2018 (En la cual se aprobó la ampliación del contrato intercompany con Enel Italia S.R.L, respecto del “Servicio de Cloud, licencias y Servicios de Ciberseguridad y Habilitación Digital” y llevó la proposición de aprobación del “Technical Services”).

(7) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 456 del 22 de mayo de 2018 (En la cual se aprobó la contratación con Enel Italia S.R.L respecto de los “Servicios de Ciberseguridad y Desarrollo y Suministro de Plataformas IT”).

(8) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 457 del 20 de junio de 2018 (Por no someter a aprobación de la Junta Directiva la discusión sobre la “Evolución de la imagen Emgesa-Enel-Emgesa”).

(9) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 458 del 17 de julio de 2018 (relativa a la presentación como informe especial del “Edificio Corporativo Enel Colombia” y modificación de Competencias de órganos de Junta Directiva y Asamblea General de Accionistas”). Igualmente por ser inexacto el contenido del acta frente a lo realmente ocurrido en la reunión).“

(10) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 459 del 21 de agosto de 2018 (relativa a la inexactitud del contenido del acta frente a lo realmente ocurrido en la reunión, no se dejaron las constancias de la intervención de algunos miembros, por ejemplo relacionadas con el contrato entre la Compañía y EGP o conflictos de interés y presentación indebida de informes especiales por ejemplo “Próxima necesidad de capitalización de SPCC” donde la información se modificó minutos antes de la reunión).

(11) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 460 del 25 de septiembre de 2018 (relativa a la aprobación de la capitalización de SPCC por parte de la Compañía, Alianza Comercial Emgesa–Codensa y aprobación del Thecnical Services. Igualmente al informe especial sobre la declaración de interés a la CREG para participar en la subasta de cargo por confiabilidad para el proyecto solar El Paso y generación térmica New Cartagena, Contrato de Mandato entre Emgesa y Codensa para el reparto de facturas a clientes de mercado no regulado de la Compañía, y evolución de la marca Emgesa a Enel Emgesa). Se plantea conflicto de interés y no someter a aprobación de la Junta Directiva lo llevado como informe especial.

(12) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Asamblea Extraordinaria de Accionistas Acta N 100 del 20 de septiembre de 2018 (relativa al levantamiento de conflicto de interés y ratificación de operaciones con vinculados económicos: Contrato de Mandato entre Emgesa y Codensa para el reparto de facturas en las zonas de Bogotá; Acuerdo Marco de Cooperación Empresarial entre Emgesa y Codensa; Compras de capacidad de transporte de Gas Natural; Capitalización de SPCC; Servicio de supervisión, control, operación, y apoyo técnico en temas de operación y mantenimiento prestados por la Compañía a EGP; Servicios de Gestión de Proyectos prestados por EGP a la Compañía; NDA con Enel Green Power con el fin de buscar oportunidades comerciales; Contrato Grupo Éxito; Venta de Gas Natural a TGI SA ESP; Aportes de la Compañía a la Fundación Enel Colombia) en la medida que no se proporcionó información suficiente, no se levantó conflicto de interés debidamente y la Asamblea no podía ratificar operaciones con vinculados económicos frente a contratos celebrados con más de un año de anterioridad.

(13) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 462 del 23 de octubre de 2018 (relativa a la autorización para la venta de energía y renovación del contrato de usufructo PCH Rio Negro hasta la fecha de venta del activo). Se plantea que no existió suficiente información para la Junta Directiva y que existe conflicto de interés para renovar el contrato.

Reservas

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Reserva Legal (1)	\$ 327.611.157	\$ 327.611.157
Reserva (Art. 130 ET) (2)	238.961.345	241.806.480
Otras Reservas	178.127	178.127
	\$ 566.750.629	\$ 569.595.764

(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 20 de marzo de 2018, según Acta No. 99, ordenó la reversión de reserva fiscal por \$2.845.136, por concepto de la depreciación de los activos que contablemente resultó superior a la fiscal al 31 de diciembre de 2017. En los años 2014 al 2016 se generó la reserva que se encontraba establecida en el artículo 130 del Estatuto Tributario, el cual fue derogado con la ley 1819 de 2016.

21. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos

Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Venta de Energía (1)	\$ 3.602.700.224	\$ 3.343.060.416
Venta de Gas (2)	64.752.527	56.945.227
Total ingresos de actividades ordinarias	\$ 3.667.452.751	\$ 3.400.005.643
Otros Ingresos	6.886.929	11.285.190
Total ingresos de contratos con clientes	\$ 3.674.339.680	\$ 3.411.290.833
Otros ingresos fuera del alcance de NIIF 15		
Indemnización por daños (3)	\$ 41.429.686	\$ 3.386.597
Multas y sanciones	1.520.061	9.727.026
Ingreso desviación comercializador	700.152	233.993
Otros servicios técnicos	314.810	17.474
Arrendamientos de inmuebles SD	144.519	424.978
	\$ 3.718.448.908	\$ 3.425.080.901

(1) La variación en las ventas de energía incluyendo las ventas en bolsa a 31 de diciembre de 2018 se presenta principalmente por:

- a) Aumento de la demanda en 379 Gwh para el mercado no regulado, mayores ventas por \$186.969.483.
- b) Disminución de la demanda en 705 Gwh para vinculados económicos, de acuerdo al modelo de contratación en el año 2017 se estaban emitiendo 13 facturas y a partir de julio de 2018 se emiten 10 facturas por \$37.281.645
- c) Aumento de la demanda en 342 Gwh para el mercado mayorista, mayores ventas por \$60.355.404.
- d) Aumento en las ventas en bolsa en 375 Gwh, impactando los ingresos por este mercado en \$49.596.566.



(2) Las ventas de gas presentan un aumento respecto 2017 por \$7.807.300, principalmente por variación de volumen de ventas y TRM.

(3) La variación se presenta principalmente por indemnización recibida por parte de Mapfre correspondiente a los siniestros ocurridos en la central Guavio por \$41.426.510

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 octubre de 2015, teniendo en cuenta que la Compañía considera que estas reconciliaciones deben estar sujetas a la normatividad vigente en las resoluciones CREG 034 de 2001, 159 y 168 de 2015, 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. 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 1 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. Antes de que se realizara cualquier ajuste, la CREG expide la Resolución 043 de 2016 mediante la cual se aclara que las liquidaciones que la Resolución 176 de 2015 corrige son las realizadas del 20 de septiembre al 28 de octubre de 2015, cerrando cualquier posibilidad a XM de realizar ajustes y reafirmando el efecto retroactivo de la mencionada resolución.

La Compañía presenta demanda de nulidad con restablecimiento del derecho en contra de la CREG y XM S.A. E.S.P. el 24 de mayo de 2016, correctamente admitida el 2 de septiembre, solicitando la nulidad de la Resolución CREG 176 de 2015 y 043 de 2016 y a título de restablecimiento el pago de \$100.410.738 que corresponde al valor que tuvo que asumir la Compañía por concepto de reconciliaciones negativas. La demanda fue admitida, notificada y contestada por parte de la Comisión Reguladora de Energía y Gas el pasado 17 de abril de 2017.

El 9 de junio de 2017, se admitió la reforma de la demanda presentada por la Compañía, en la cual se excluye como parte demandada a XM S.A. E.S.P. por considerar que el error proviene de la CREG, dirigiéndose sólo contra ésta entidad. Esto permitirá obtener un fallo en menos tiempo, 5 años aproximadamente para primera y segunda instancia. El 5 de julio de 2017, se contestó la reforma de la demanda por parte de la CREG. El Tribunal Administrativo de Cundinamarca fijó fecha para audiencia el 6 de diciembre de 2017, en la cual se decretaron las pruebas solicitadas por las partes.

El 18 de abril de 2018 se llevó a cabo audiencia de pruebas dentro de la cual se escucharon los testimonios pedidos por las partes. El pasado 3 de mayo de 2018 se presentaron las alegaciones finales y el proceso ingresa al Despacho del Magistrado para proferir la sentencia.

Al 31 de diciembre de 2018 no presenta actualización adicional.

Desagregado de los ingresos de contratos con clientes

La Compañía obtiene sus ingresos de contratos con clientes, por la transferencia de bienes y/o servicios los cuales son satisfechos a lo largo del tiempo o en un punto del tiempo y se desagregan por mercado en el que se suministran estos bienes y/o servicios.

Estos ingresos son generados en Colombia.

Categorías	Satisfacción de las obligaciones de desempeño	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Venta de Energía Mercado Mayorista	– A lo largo del tiempo	\$ 2.080.341.260	\$ 2.057.267.501
Venta de Energía Clientes no Regulados	– A lo largo del tiempo	1.308.338.030	1.121.368.547
Venta en Bolsa de Energía	– A lo largo del tiempo	214.020.934	164.424.368
Total Venta de Energía		3.602.700.224	3.343.060.416
Venta de Gas	– A lo largo del tiempo	64.752.527	56.945.227
Total Venta de Gas		64.752.527	56.945.227
Otros Ingresos	– A lo largo del tiempo/en un punto del tiempo	6.886.929	11.285.190
Total Otros Ingresos		\$ 6.886.929	\$ 11.285.190
Total Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes		\$ 3.674.339.680	\$ 3.411.290.833
Otros ingresos fuera del alcance de NIIF 15			
Indemnización por daños		\$ 41.429.686	\$ 3.386.597
Multas y sanciones		1.520.061	9.727.026
Ingreso desviación comercializador		700.152	233.993
Otros servicios técnicos		314.810	17.474
Arrendamientos de inmuebles SD		144.519	424.978
Total Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de explotación		\$ 3.718.448.908	\$ 3.425.080.901

Activos y pasivos contractuales

Activos contractuales: La Compañía no presenta activos contractuales, ya que los bienes y/o servicios suministrados a los clientes que aún no han sido facturados, generan un derecho incondicional a la contraprestación por parte de los clientes, ya que solo se requiere el paso del tiempo en la exigibilidad de los pagos por parte de los clientes, y la Compañía ha satisfecho todas las obligaciones de desempeño.

Pasivos contractuales: La Compañía presenta los pasivos del contrato en el estado de situación financiera, en el rubro de otros pasivos no financieros corrientes (Ver nota 19). Los pasivos del contrato reflejan las obligaciones de la Compañía, en la transferencia de bienes y/o servicios a los clientes por los que la entidad ha recibido una contraprestación anticipada.

A continuación se muestran los pasivos del contrato por Categoría:

	Al 31 de diciembre de 2018
-Clientes Mayoristas	\$ 29.573.526
-Clientes No Regulados	8.516.634
\$	38.090.160

Satisfacción de las obligaciones de desempeño

Las obligaciones de desempeño, son satisfechas en la medida que se transfieren bienes y/o servicios comprometidos con los clientes, es decir en la medida que el cliente obtiene el control de los bienes y servicios transferidos.

- Venta de Energía Clientes No regulados, Mayoristas y Bolsa.

La satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo, ya que los clientes reciben y consumen de forma simultánea, los beneficios proporcionados en la prestación de la energía suministrada por la Compañía.



- Venta de Gas

Al igual que en la venta de energía, la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo ya que la Compañía tiene derecho al pago en caso que el contrato sea rescindido por el suministro de gas.

- Otros Ingresos

Los otros ingresos presentan obligaciones de desempeño, satisfechas a lo largo del tiempo ya que los clientes reciben y consumen de forma simultánea los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes, ejemplo de ingresos reconocidos a lo largo del tiempo son: desviaciones del comercializados y respaldo de energía en el mercado secundario principalmente.

Las obligaciones de desempeño, satisfechas en un punto del tiempo son aquellas que no cumplen para que

sean satisfechos los requerimientos para ser satisfechas a lo largo del tiempo. Algunas obligaciones de desempeño satisfechas en un punto de los tiempos presentados en esta categoría corresponden a suministro de bienes.

Obligaciones de desempeño

Las obligaciones de desempeño corresponden a los compromisos de transferir a un cliente una serie de bienes o servicios distintos, o una serie de bienes o servicios distintos, pero que sustancialmente son los mismos y tienen el mismo patrón de transferencia a los clientes.

Las obligaciones de desempeño asociadas a las categorías son las siguientes:

Categoría	Obligaciones de desempeño	Descripción
Venta de Energía Mercado Mayorista	- Venta de energía eléctrica	- Corresponde a suministro de energía a clientes del mercado mayorista
Venta de Energía Clientes No Regulados	- Venta de energía eléctrica - Venta de energía	- Corresponde a suministro de energía a clientes del mercado no regulado
Venta en Bolsa de Energía	- Otros servicios complementarios - Despacho por seguridad	- Corresponde a suministro de energía a través del administrador del sistema XM
Venta de Gas	- Suministro de gas y/o transporte	- Corresponde al suministro de gas en boca de pozo, interrumpible MNR industrial a los clientes de este mercado
		- Corresponde a operación de venta, administración y mantenimiento de otros conceptos fuera del core de negocio
Otros Ingresos	- Comisiones y venta de otros bienes - Cargos por confiabilidad	- Corresponde a los ingresos percibidos por excedentes de energía en firme, para respaldar la indisponibilidad de plantas de otros agentes

Juicios significativos en la aplicación de la norma

- Venta de Energía y Gas

La Compañía suministra energía y gas a los clientes en los mercados mayorista, no regulado, bolsa y gas. Los ingresos se reconocen cuando el control de los bienes y/o servicios comprometidos se transfieren a los clientes. No se presenta ninguna obligación de desempeño incumplida de los bienes y/o servicios transferidos

a los clientes, ya que la Compañía tiene la certeza que ha cumplido todos los criterios de aceptación por parte de los clientes, en la medida que estos tienen la capacidad de redirigir el uso de los bienes y/o servicios obtenidos y obtienen sustancialmente los beneficios asociados a los mismos.

- Venta de otros bienes y/o servicios

La Compañía presta servicios de administración operación y mantenimiento, vende desperdicios de material y cenizas. De igual forma percibe ingresos por desviaciones de los comercializados y por respaldo de energía en el mercado secundario. Estos ingresos se reconocen en la medida que el control de los mismos es transferido a los clientes, y estos tienen la capacidad de dirigir los bienes y/o servicios suministrados, obteniendo los beneficios económicos asociados a los mismos.

- Componente financiero significativo

La Compañía no tiene un componente financiero significativo en el suministro de sus bienes y/o servicios, dado que la contraprestación recibida con los clientes es fija, sin que se presente variación de la misma por sucesos futuros. De igual forma la entidad no presenta ventas a plazos de los bienes y/o servicios suministrados a los clientes.

Calendario de satisfacción de las obligaciones de desempeño

Para las obligaciones de desempeño satisfechas a lo largo del tiempo, el método de medición del progreso

de la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza por el método del producto, debido a que la

Compañía tiene derecho a recibir como contraprestación por parte de los clientes, el valor de los bienes y/o

servicios suministrados a los clientes, hasta la fecha de su prestación.

Ingresos reconocidos como pasivos del contrato

La Compañía reconoce como ingreso los pasivos del contrato, en la medida que satisface las obligaciones de desempeño.

Activos reconocidos por obtener o cumplir contratos con clientes

La Compañía no presenta costos por obtener o cumplir contratos, por lo que no tiene activos asociados a este concepto.

22. Aprovisionamientos y servicios

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Compras de energía (1)	\$ 565.949.033	\$ 487.393.265
Gastos de transporte de energía (2)	422.323.722	378.883.232
Otros aprovisionamientos variables y servicios (3)	172.950.423	118.253.744
Impuestos asociados al negocio (4)	110.408.114	105.087.626
Consumo de combustible (5)	95.896.510	40.624.527
Compra de gas (6)	44.492.924	40.117.228
\$	1.412.020.726	\$ 1.170.359.622

(1) Corresponde principalmente a compras de energía bloque por el incremento en la oferta en 760 GWh y mayor nivel de contratación por \$ 78.555.768

(2) Incremento en los gastos de transporte asociados a la energía facturada para el mercado no regulado, aumento en el número de clientes y en cargos regulados derivados de la actualización del IPP por \$43.440.490



(3) Otros aprovisionamientos variables y servicios:

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017	
Restricciones (a)	\$	126.976.298	\$	88.351.225
Costo CND, CRD, SIC		15.946.119		15.594.842
Mercado Secundario Cargo por Confiabilidad (b)		18.583.840		1.014.885
Otros servicios de apoyo a la generación		8.745.789		9.446.021
Servicios de lectura		138.591		128.353
Contribuciones Entes Reguladores		2.559.786		3.718.418
	\$	172.950.423	\$	118.253.744

(a) 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.

El aumento de las restricciones se sustenta en que a partir de la declaración del fenómeno del niño se expidió la Resolución 195 de 2016 y transfiere los costos de las plantas térmicas con líquidos al valor de las restricciones (estas no tienen techo), en forma adicional se han aumentado los atentados a la infraestructura del sistema interconectado nacional lo cual aumenta las restricciones. En cuanto a los costos de las plantas térmicas la idea es que el mercado por 36 meses tenga las restricciones que cubran los gastos generados por el fenómeno de El Niño asociados a la operación de las mismas.

(b) El aumento en las compras del mercado secundario está dada por el mantenimiento programado de la central Guavio, comprendida entre octubre y noviembre del 2018. Adicionalmente, no se contaba con disponibilidad suficiente de energía de respaldo, para cubrir con recursos propios las indisponibilidades fortuitas o programadas de otros recursos del parque generador, por tanto se recurrió a negociaciones con terceros para obtener una mayor remuneración del cargo por confiabilidad a través del respaldo oportuno de recursos.

(4) Impuestos asociados al negocio y otros aprovisionamientos variables y servicios

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017	
Contribuciones y Regalías Ley 99 de 1993 (a)	\$	76.018.733	\$	64.291.672
Fondo Solidaridad Reforma Ley 633 (b)		26.684.086		27.587.156
Otros impuestos locales asociados al negocio		3.963.315		10.614.260
Impuesto de Industria y Comercio		3.741.980		2.594.538
	\$	110.408.114	\$	105.087.626

(a) 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).

(b) De acuerdo la Ley 633 de 2000, el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas–FAZNI, es un fondo cuyos recursos se destinan de acuerdo con la ley y con las políticas de energización que para las zonas no Interconectadas, según determine el Ministerio de Minas y Energía, para financiar planes, programas y/o proyectos priorizados de inversión para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición o la rehabilitación de la existente, con el propósito de ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las Zonas No Interconectadas.

Los agentes generadores pagan el FAZNI en función de la generación mensual de sus plantas despachadas centralmente y filo de Agua, a la tarifa anual aplicable. Los valores correspondientes son recaudados por el mercado mayorista de energía y girados al Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

(5) Aumento en consumo de combustibles líquido para la generación de la Central Cartagena por \$52.691.224 y carbón para a generación de la Centra Termozipa por \$2.580.759

(6) Variación por las compras de gas natural en 8.488.595 M3 equivalente a \$4.375.696 por aumento en la comercialización.

23. Gastos de personal

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017	
Sueldos y salarios (1)	\$	72.023.506	\$	62.676.043
Servicio seguridad social y otras cargas sociales		18.634.489		16.175.893
Gasto por obligación por beneficios por planes de retiro (2)		872.607		–
Otros gastos de personal		595.429		895.140
Gasto por obligación por beneficios post empleo (3)		(1.411.017)		785.929
	\$	90.715.014	\$	80.533.005

(1) Los sueldos y salarios para el 2018 y 2017 se constituyen de los siguientes conceptos:

Descripción	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017	
Salario	\$	49.944.228	\$	43.359.652
Bonificaciones		8.363.642		5.314.953
Vacaciones		4.444.957		4.929.710
Prima de Servicios		4.005.758		3.582.920
Cesantías		3.269.268		3.012.494
Amortización Beneficios Empleados		1.995.653		2.476.314
Total sueldos y salarios	\$	72.023.506	\$	62.676.043

(2) Durante el 2018 el valor corresponde a reconocimiento de costos por plan de retiro voluntario dirigido a las personas de generación bajo la modalidad de renta temporal, el cual tuvo como resultado seis (6) participantes accediendo al beneficio de la renta, auxilio y seguro de vida.

(3) Bono de retiro: corresponde a los gastos (recuperaciones) asociados a la provisión de bono de retiro del personal directivo

24. Otros Gastos Fijos de Explotación

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017	
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros (1)	\$	43.103.249	\$	41.166.923
Otros suministros y servicios		37.514.558		33.188.091
Primas de seguros		21.829.703		21.249.657
Reparaciones y conservación		14.821.068		11.856.759
Tributos y tasas (2)		5.210.037		17.601.486
Arrendamientos y cánones		3.329.658		3.267.621
Gastos de Transportes y viajes		3.108.152		3.269.901
	\$	128.916.425	\$	131.600.438



(1) A continuación se presenta el detalle de servicios profesionales independientes, externalizados y otros:

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017	
Mantenimiento y operación centrales	\$	19.915.115	\$	24.211.558
Otros contratos de administración y operación		8.863.448		2.612.748
Servicios de desarrollo de software y aplicaciones informáticas		5.947.779		5.347.926
Casino y cafetería		3.079.864		3.941.815
Honorarios		2.124.688		1.666.143
Servicio de telecomunicaciones		1.615.981		1.714.086
Materiales y suministros de oficina		705.987		318.953
Seguridad industrial		417.681		714.348
Combustibles y lubricantes		432.706		639.346
	\$	43.103.249	\$	41.166.923

(2) Corresponde principalmente al reconocimiento del impuesto a la riqueza que en 2017 por \$12.531.610, de acuerdo con la Ley 1739 de diciembre de 2014 que creó el impuesto a la riqueza por los años 2016 a 2017 para las personas jurídicas.

Así mismo incluye impuesto predial por \$3.232.666 y \$ 3.063.556 para los años 2018 y 2017 respectivamente.

25. Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017	
Depreciaciones (1)	\$	206.591.742	\$	203.383.106
Deterioro activos financieros (2)		2.426.192		(429.180)
Amortizaciones (Ver nota 11)		9.677.853		6.873.458
	\$	218.695.787	\$	209.827.384

(1) Al 31 de diciembre de 2018 presentó un incremento principalmente por la depreciación generada en las centrales hidráulicas por \$3.817.489, centrales térmicas por \$385.483, las construcciones y maquinarias presentan una disminución por \$1.032.466; el gasto de la depreciación de activos renting en el 2018 es de \$ 38.130.

(2) Al 31 de diciembre de 2018, se presenta una variación en el deterioro de activos financieros, principalmente por el cálculo bajo IFRS 9 por la pérdida de crédito esperada de la cartera comercial determinada por el modelo simplificado individual; la Compañía provisionó el 100% de la cartera que se tenía de acuerdo al análisis realizado, la cual se encuentra clasificada por concepto (Ver nota 7).

26. Resultados financieros

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017	
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes (1)	\$	20.738.949	\$	22.226.213
Intereses de cuentas por cobrar		2.373.586		2.582.043
Intereses por financiación a clientes		1.572.661		2.242.019
Ingresos financieros, netos	\$	24.685.196	\$	27.050.275
Obligaciones financieras (2)		(302.794.692)		(342.190.090)
Otros costos financieros		(14.345.366)		(27.058.209)
Gravamen a los movimientos financieros		(9.557.490)		(8.877.923)
Obligación por beneficios post empleo		(5.764.714)		(5.481.412)
Arrendamientos financieros (Leasing)		(501.320)		(739.911)
Gastos financieros	\$	(332.963.582)	\$	(384.347.545)
Gasto financieros capitalizado (3)		7.977.253		5.745.998
Gastos financieros, netos	\$	(324.986.328)	\$	(378.601.547)

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017	
Ingreso por diferencia en cambio realizada (4)		23.029.861		9.805.149
Gasto por diferencia en cambio no realizada (4)		(23.816.694)		(10.250.686)
Diferencias de cambio, neto	\$	(786.833)	\$	(445.537)
Total resultado financiero neto	\$	(301.087.966)	\$	(351.996.809)

(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. La variación del 2018 corresponde principalmente a:

(a) El Banco de la República a inicios del 2017 tenía una tasa del 7,50% y realizó reducciones de tasa durante el año cerrando en el 4,75%, la tasa promedio para el 2017 fue de 5,92%. Durante el 2018 la tasa de intervención del banco tuvo dos reducciones pasando del 4,75% al 4,5% el 30 de enero y el 30 de abril al 4,25%, tasa que se mantuvo al 31 de diciembre de 2018. La tasa promedio para el 2018 fue de 4,38%.

(b) Las rentabilidades de las colocaciones promedio de la Compañía durante 2018 y 2017 fue de 4,56%. y 6,72% respectivamente

(2) Las obligaciones financieras a 31 de diciembre de 2018, 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	\$ 283.196.383
Club Deal	13.616.296
Préstamos Bancarios (Banco de Crédito del Perú)	5.982.013
Total gasto de obligaciones financieras	\$ 302.794.692

Las obligaciones financieras a diciembre 31 de 2017 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	\$ 313.380.997
Club Deal	23.104.095
Préstamos Bancarios (Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ)	3.911.920
Préstamos Bancarios (Banco de Crédito del Perú)	1.793.078
Total gasto de obligaciones financieras	\$ 342.190.090

(3) El gasto financiero capitalizable en el 2018 corresponde a los siguientes proyectos:

Central	Proyecto	Valor
Térmica	Proyecto BEEP OTHERS (Proyecto de mejoramiento ambiental Termozipa)	\$ 2.602.811
Hidráulica	Obras adicionales presa central Quimbo	2.572.106
Térmica	Proyecto Life Extensión Termozipa	1.709.115
Térmica	Obras e instalaciones de equipos central Termozipa	983.804
Hidráulica	Válvula esférica DN450 Guavio	74.049
Hidráulica	Obras e instalaciones de equipos central Betania	35.368
Total		\$ 7.977.253

La tasa nominal anual para capitalización de costos por intereses al 31 de diciembre de 2018 corresponde a 7,70%.



(4) Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambio corresponden a:

	Al 31 de diciembre de 2018	
	Ingresos por diferencia en cambio	Gastos por diferencia en cambio
Saldos en bancos	\$ 8.538.768	\$ (19.099.426)
Cuentas comerciales, neto	3.937.714	(788.382)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	250.500	(50.196)
	359.925	(1.261.616)
Otros activos		
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-
Total activos	\$ 13.086.907	\$ (21.199.620)
Cuentas por pagar bienes y servicios	8.503.350	(2.467.960)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	1.439.604	(149.113)
Total pasivos	\$ 9.942.954	\$ (2.617.074)
Total diferencia en cambio	\$ 23.029.861	\$ (23.816.694)

	Al 31 de diciembre de 2017	
	Ingresos por diferencia en cambio	Gastos por diferencia en cambio
Saldos en bancos	\$ 8.812.788	\$ (8.012.394)
Cuentas comerciales, neto	4.007	(2.247)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	176	-
Otros activos	197.849	(99.787)
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	(22.268)
Total activos	\$ 9.014.820	\$ (8.136.696)
Cuentas por pagar bienes y servicios	741.645	(1.914.560)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	48.684	(199.430)
Total pasivos	790.329	(2.113.990)
Total diferencia en cambio	\$ 9.805.149	\$ (10.250.686)

27. Venta y disposición de activos

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Resultado en Venta de Activos	\$ (6.719.474)	\$ (30.200.139)
	\$ (6.719.474)	\$ (30.200.139)

Al 31 de diciembre de 2018 se realizaron bajas por \$6.719.474, las cuales corresponde a: bajas central Termozipa \$4.310.890; bajas centrales hidráulicas \$1.038.080; válvula DN450 Guavio \$1.137.529; renting y vehículos \$94.423; maquinaria y equipo \$92.463; bajas de predios \$46.089.

28. Gasto por impuesto a las ganancias

La provisión con cargo a los resultados del período, para impuestos sobre la renta y sobretasa de Renta se compone así:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Impuesto corriente renta	\$ 433.539.678	\$ 410.641.493
Sobre tasa de Renta	52.518.264	72.418.146
Impuesto por ganancia ocasional	1.515	6.517
Total	\$ 486.059.457	\$ 483.066.156
Impuesto de renta años anteriores (1)	(528.572)	(5.046.428)
Movimiento impuesto diferido	62.295.701	88.235.903
Total	\$ 547.826.586	\$ 566.255.631

Hasta el 2016 se constituyó reserva por concepto de la depreciación acelerada con cargo a la utilidad neta de 31 de diciembre de 2016, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 130 del Estatuto Tributario vigente hasta ese momento, afectando las utilidades de cada año, hasta un monto total de \$ 241.806.481. Teniendo en cuenta que para efectos fiscales se ha utilizado el

método de depreciación por reducción de saldos a partir del 2014 y contablemente se continuaría por el sistema de línea recta. A partir del año 2017, tomando en consideración que el artículo 130 del Estatuto Tributario fue derogado por la reforma tributaria Ley 1819 de 2016, se inició a realizar el análisis por cada activo, en cuyo caso para aquellos activos en el que la depreciación contable inicia a equiparse a la fiscal y/o es superior, se revierte la reserva, siendo para la Asamblea de marzo de 2018 liberados \$ 2.845.136, quedando un saldo de reserva por \$ 238.961.345

(1) El impuesto de renta de años anteriores está compuesto por:

- El valor por ajuste por depreciación de activos fijos \$16.351.125 valor que fue tomado como mayor deducción por depreciación para la renta del 2017.
- Valor ajuste de renta 2017 por (\$466.527) el cual corresponde a diferencia entre el valor provisionado y el gasto real de la declaración de renta.
- Valor de impuesto diferido por diferencia entre el costo fiscal y contable de los activos fijos, además de las diferencias temporarias por \$15.522.300

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 2018:

Reconciliación tasa efectiva de impuestos	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Ganancia (Pérdida) del período	\$ 1.020.338.048	\$ 887.055.685
Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	547.826.586	566.255.631
Ganancia (Pérdida) antes de impuesto	\$ 1.568.164.634	\$ 1.453.311.316
Tasa legal de impuesto vigente	37%	40%
Impuesto según tasa legal vigente	\$ (580.220.915)	\$ (581.324.526)
Diferencias permanentes:		
Impuestos no deducibles (1)	(1.870.880)	(1.993.310)
Impuesto a la riqueza no deducibles	0	(5.012.644)
Gastos sin relación de causalidad y otros no deducibles (2)	(210.320)	(440.590)
Efecto neto movimiento pasivos estimados y provisiones permanentes	6.007.352	1.007.780
Intereses presuntos	(12.000)	(6.846)
Depreciación contable valor depreciación fiscal	8.351.919	7.342.724
Deducciones por activos fijos reales productivos	7.307.761	9.148.913
Utilidad por venta de activos fijos gravados con ganancia ocasional	1.514	6.517
Otras diferencias permanentes	32.000	(30.077)
Ajuste renta año 2017 declaración de renta (3)	6.152.503	5.046.428
Ajuste diferencial tasas-ajuste diferido años anteriores (Reforma tributaria)(4)	6.634.480	-
Total diferencias permanentes	\$ 32.394.329	\$ 15.068.895
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	\$ (547.826.586)	\$ (566.255.631)

- Corresponde principalmente al 37% del gravamen a los movimientos financieros por \$1.768.136, al impuesto de alumbrado público \$102.744.
- Corresponde al 37% provisiones de gastos no deducibles por \$ 210.320
- Corresponde al ajuste de la declaración del impuesto sobre la renta en 2017 por \$6.152.503.
- Corresponde al ajuste del impuesto diferido, con ocasión al ajuste de diferencias temporarias en la declaración del impuesto sobre la renta en 2017 por \$ 5.623.931 y actualización de impuesto diferido según las tasas futuras expedidas por la reforma tributaria Ley 1943 de 2018 por (\$ 12.258.411)



29. 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 2018, no se tiene acciones comunes adquiridas por la Compañía.

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Utilidad del ejercicio atribuible a los propietarios	\$ 1.020.338.048	\$ 887.055.685
Dividendos Preferenciales (1)	753.7642	6.921.248
Utilidad del ejercicio atribuible a los propietarios ajustado por Dividendos Preferenciales	1.012.800.406	880.134.437
Promedio ponderado de las acciones en circulación	148.914.162	148.914.162
Utilidad por acción básica (*)	\$ 6.801,24	\$ 5.910,35

(*) Cifra expresada en pesos colombianos

(1) Del total de acciones del Grupo Energía de Bogotá S.A E.S.P., 20.952.601 acciones corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial anual de US\$0,11 por acción.

30. Resultado integral

El detalle del otro resultado integral se presenta a continuación:

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
Ganancias (Pérdidas) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI (1)	\$ (1.342.940)	\$ (2.432.130)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (2)	(5.747.248)	145.401
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo (4)	959	-
Otro resultado que no se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos	\$ (7.089.229)	\$ (2.286.729)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
Ganancias (Pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	3.754.778	(5.288.417)
Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos	\$ 3.754.778	\$ (5.288.417)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (3)	564.163	226.749
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificara al impuesto del periodo	\$ 564.163	\$ 226.749
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos		
Efecto de impuesto por coberturas de flujos de efectivo (5)	(363.953)	224.383
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificara al impuesto del periodo	\$ (363.953)	\$ 224.383
Total otro resultado integral	\$ (3.134.241)	\$ (7.124.013)

(1) Al 31 de diciembre de 2018, 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 y a la actualización de la inversión en subsidiarias resultado de la aplicación del método de participación.

(2) Corresponde al efecto de las pérdidas actuariales valoradas por la firma Aon Hewitt México. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 las pérdidas actuariales con efecto en el patrimonio se presentan a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Pensiones y Beneficios	Cesantías Retroactivas	Pensiones y Beneficios	Cesantías Retroactivas
Saldo Inicial	\$ (18.183.432)	\$ 120.287	\$ (19.178.502)	\$ 743.209
Ganancia (pérdida) actuarial	4.909.146	838.102	768.321	(622.922)
Impuesto Corriente y Diferido	564.163		226.749	-
Saldo Final	\$ (12.710.123)	\$ 958.389	\$ (18.183.432)	\$ 120.287

El valor de las pérdidas es transferido directamente a las ganancias acumuladas y no se reclasificarán al resultado del periodo equivalente.

(3) Corresponde al efecto en el patrimonio del impuesto de renta e impuesto diferido generado por las pérdidas actuariales al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente, como se detalla a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Impuesto a las ganancias	\$ 465.205	\$ 147.698
Impuesto diferido	(1.029.368)	79.051
Saldo Final	\$ (564.163)	\$ 226.749

(4) Al 31 de diciembre de 2018, corresponde al Mark to Market (MTM) resultado de la valoración de los derivados de cobertura tanto para forward como swap.

(5) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, corresponde al impuesto diferido relacionado con las coberturas de flujos de efectivo, detallado a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Impuesto diferido relacionado con coberturas de flujos de efectivo	\$ (363.953)	\$ 224.383
Saldo Final	\$ (363.953)	\$ 224.383

31. 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 2018			
	<i>(en EUR)</i>	<i>(en US Dólares)</i>	<i>(en CHF Franco Suizo)</i>	<i>(en miles de pesos)</i>
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4)	2.872,45	530.288,44	-	1.733.976
Deudores	1.186.142,69	1.991.980,37	-	10.879.899
Cuentas por pagar	(5.038.517)	(2.087.142)	(244.473)	(26.307.071)
Posición (pasiva) neta	(3.849.502)	435.127	(244.473)	(13.693.196)
	Al 31 de diciembre de 2017			
	<i>(en EUR)</i>	<i>(en US Dólares)</i>	<i>(en miles de pesos)</i>	
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4)	6.336	76.582	251.225	
Deudores	6.286,56	724.948,82	2.185.773,15	
Cuentas por pagar	(3.498.846)	(7.566.214)	(35.114.578)	
Posición (pasiva) neta	(3.486.223)	(6.764.683)	(32.677.580)	



32. Sanciones

A 31 de diciembre de 2018 el estatus de las sanciones se presenta a continuación:

a) No se encuentra pendiente resolución alguna que implique una posible sanción por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, por incumplimientos consistentes en la violación del ordenamiento jurídico, específicamente la Ley 142, la Ley 143 y la Regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Con corte a 31 de diciembre de 2018, solo existe un procedimiento sancionatorio que se cerró en el 2013 cuya sanción consistió en una amonestación (sin valor pecuniario), por asuntos semejantes a los mencionados en este párrafo.

La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) confirmó la sanción contra la Compañía por \$2.503.259, por el presunto incumplimiento a la Licencia Ambiental, en lo relacionado con el retiro de la madera y biomasa producto del aprovechamiento forestal del vaso del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo. Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho la demanda ya fue admitida.

b) La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM) se pronunció al recurso interpuesto contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó a la Compañía por \$758.864, por infracción a la normatividad ambiental, ya que se realizaron actividades sin tener el permiso ambiental previo como lo establece la norma (Apertura de vía por encima de la cota 720 del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo-PHEQ), la sanción fue disminuida a \$492.700. Se presentó la solicitud de conciliación para agotar requisito de procedibilidad y se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho. (Acciones judiciales).

c) La Corporación Autónoma Regional del alto magdalena (CAM) impuso tres (3) sanciones consistentes en una multa por \$50.670 cada una, las siguientes son las resoluciones y los hechos por los cuales nos sancionan:

- » Resolución No. 3590 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Montea.
- » Resolución No. 3653 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Santiago y Palacios.
- » Resolución No. 3816 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de La Galda.

El 12 de enero de 2018 la Compañía fue notificada sobre las resoluciones del 4 de diciembre No. 3567, 3568 y 3569 en la cuales se confirman las sanciones impuestas por la CAM en noviembre de 2016 en relación a las resoluciones 3590, 3653 y 3816 de noviembre de 2016 derivados de la falta de permisos de vertimientos de los reasentamientos del proyecto PHEQ, de acuerdo a la normatividad ambiental.

Se presentaron las conciliaciones como requisito de procedibilidad para luego presentar las respectivas demandas de nulidad de restablecimiento y del derecho.

El proceso de la solicitud de conciliación se presentó dentro de los cuatro meses antes del vencimiento del término, proceso del cual no se obtuvo respuesta y se procedió a radicar demandas, al 31 de diciembre de 2018 no presenta actualizaciones adicionales.

33. Otros seguros

La Compañía adicionalmente a los seguros con la de Propiedad, Planta y Equipo (Ver nota 12), cuenta con los siguientes:

Bien/persona asegurada	Riesgos cubiertos	Valor asegurado	Vencimiento	Compañía aseguradora
Empleados con contrato directo con la Compañía	Muerte, incapacidad total y permanente	Suma asegurada máxima individual: \$1.800.000	01/01/2019	HDI Seguros de Vida
Consejeros o directivos	Responsabilidad civil de directores y administradores	\$ 15.773.178	10/11/2019	SBS Seguros

34. Compromisos y contingencias

I. Compromisos de compra:

La Compañía al 31 de diciembre de 2018 tiene compromisos por compra de energía, gas natural y carbón así:

Periodo	Gas Natural	Carbón	Energía	Total
2019-2022	\$ 177.724.128	\$ 61.521.263	\$ 302.212.000	\$ 541.457.391
Total	\$ 177.724.128	\$ 61.521.263	\$ 302.212.000	\$ 541.457.391

Al 31 de diciembre de 2018 la Compañía tiene compromisos de venta de energía en contratos de largo

plazo para el periodo de 2019-2023 por \$9.589.726.000

II. Convenio estación elevadora Canoas

El 5 de diciembre de 2011, se firmó el convenio interinstitucional entre la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá E.S.P. -EAAB y la Compañía, con el objetivo de unir esfuerzos para garantizar la construcción de la Estación Elevadora Canoas, mediante aporte económico y de operación que ofrece la Compañía.

Cabe destacar la importancia que tiene para los habitantes de la cuenca del río Bogotá el citado convenio, en la medida que contribuye de manera importante en la financiación de mega obras necesarias para el saneamiento de río Bogotá y permite el aprovechamiento del recurso hídrico en el suministro de energía eléctrica garantizando la confiabilidad del sistema para la generación eléctrica; compatibilizando así, el proceso de generación de energía y la optimización de la calidad del agua.

El aporte económico de la Compañía para este convenio, asciende a \$84.048 millones, dichos recursos serán desembolsados una vez esté construida y en operación la estación elevadora por parte de la EAAB.

El convenio tiene una vigencia de 27 años contados a partir de la firma del convenio y hasta que la Compañía conserve la calidad de usuario de las aguas del Río Bogotá en virtud de la concesión de aguas otorgada por la CAR. Este podrá prorrogarse por acuerdo de las partes siempre que subsistan las razones de su celebración.

En noviembre del 2018, la EAAB efectuó el proceso de adjudicación de los diseños y construcción de la estación elevadora que de acuerdo al cronograma previsto dará inicio en marzo de 2019 con una duración de 44 meses. La Compañía participará en las mesas técnicas a partir del inicio del contrato de ingeniería de detalle y construcción. Una vez esté terminada la construcción de la estación elevadora, instalación y puesta en marcha y se efectúen las pruebas de los equipos, la Compañía recibirá la Estación Elevadora para operarla y mantenerla.

III. Contingencias y Arbitrajes

La Compañía enfrenta litigios catalogados como posibles o eventuales, 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.



Los principales procesos jurídicos que tiene la Compañía al 31 de diciembre 2018 calificados como eventuales:

Procesos	Fecha Inicio	Pretensión	Objeto del Juicio	Estado actual y situación procesal
Policarpo Agudelo y Otros	2014	\$ 50.000.000	Indemnización de Perjuicios Puente Paso del colegio	Terminó la etapa probatoria y el caso pasó al despacho del Tribunal para Sentencia desde el primero de diciembre del 2016. El 21 noviembre 2018 regresa el expediente del Tribunal Administrativo confirmando
Tito Toledo y Otros	2017	33.716.615	Daños y perjuicios ocasionados a causa del PHEQ a su labor de mineros artesanales de predios del A.I.D.	llamamientos en garantía del Ministerio de Ambiente, Ministerio de Minas y Energía y ANLA.
José Rodrigo Álvarez Alonso	2012	33.000.000	Acción de grupo Quimbo Indemnización por no inclusión de personas en el censo	En etapa de pruebas, pendiente de dictamen pericial, Juzgado cerrado desde el 31 de Octubre de 2018 por paro judicial.
José Edgar Bejarano	2004	32.000.000	Acción de grupo por inundaciones en el Río Upía (Villanueva y Barranca de Upía en Casanare) aguas abajo del embalse de Guavio.	Se realizó audiencia de pruebas el 22 de Junio de 2018.
Jesús Maria Fernandez y Otros	2017	24.673.190	Indemnización de perjuicios en modalidad de lucro cesante por la ocupación permanente de hecho de la Represa el Quimbo en área de contrato de concesión minera – Predio La Mina.	Auto de admisión del 15 de Noviembre de 2017, en término de traslado a todas las partes procesales para contestar la misma.
Ruber Cufino Hernandez y Otros	2017	18.508.364	Compensación como población no residente	El juzgado declaró falta de competencia para conocer del proceso, ahora la Compañía está pendiente que la demanda sea trasladada al juzgado competente de los Circuitos de Garzón.
Israel Urriago Longas y Otro	2015	14.519.332	Lesión enorme	Proceso en primera Instancia. Se fijó fecha para desarrollar audiencia, recaudarán pruebas pendientes y se dictará sentencia.
CHIVOR SA ESP	2006	10.892.000	Demanda de nulidad de C x C	El proceso se encuentra suspendido hasta tanto se resuelva sobre el desistimiento de la demanda por parte de Chivor SA ESP.
Fanol Bermeo Bermeo y Otros	2016	10.400.000	Daños y perjuicios ocasionados a paleros	Se celebró audiencia inicial el día 3 de abril de 2018 y posterior no ha presentado movimientos. Proceso con fallo favorable en primera Instancia. Recurso de Apelación admitido. Pendiente de fijación de fecha para Audiencia de Sustentación y Fallo en Segunda Instancia.
Carlos Arrigí Ramon	2014	10.000.000	Lesión enorme	Demandante presentó escrito reformando la demanda, pendiente de que el juzgado decida sobre la admisión de la reforma
Aura Lucia Diaz Garcia y Otros	2017	9.880.959	Compensación como población no residente	En la etapa de notificación y se presentó recurso de reposición contra el auto admisorio para que se aclaren el procedimiento y los términos para contestar la demanda.
Piscicola New York S.A., Procesadora y Com. de Alimentos S.A.–Proceal S.A., Piscicola Rios S.A.	2017	7.792.000	Se condene a las demandadas la indemnización colectiva causada por los perjuicios materiales (daño emergente) y daño moral recibidos por la construcción de la PHEQ.	El juzgado aceptó la reforma de la demanda. Actualmente La Compañía contestó sobre la reforma y se encuentra pendiente de respuesta de parte del Juzgado.
Antonio Jesús Moreno	2017	7.706.705	Compensación Población no residente	Proceso en primera Instancia. Se fijó fecha para desarrollar Audiencia de que trata Art 372 del C.G. En ella se agotarán las etapas de Conciliación, Fijación del pleito, Saneamiento y decreto de pruebas.
Lucia Motta de Barrera	2016	5.596.309	Lesión enorme	Se dio respuesta por parte de La Compañía al demandante, dicho trámite está enfocado en la no existencia de responsabilidad por parte de la compañía. A la fecha se está en espera de recibir respuesta de la contraparte.
Alba Myriam Chaux Montealegre y Otros	2017	5.531.840	Compensación Comerciantes de pescado	Proceso en primera Instancia. Se fijó fecha para desarrollar Audiencia de que trata Art 373 del C.G. En ella se recaudarán pruebas pendientes y se dictará sentencia.
Yaneth Joven Suarez	2015	5.486.229	Lesión enorme	Proceso en primera Instancia. Etapa probatoria. Pendiente recaudo de testimonios.
Ricardo Rivera Chaux	2016	5.416.668	Lesión enorme	
Total		\$ 285.120.211		

Los principales procesos fiscales que tiene la compañía al 31 de diciembre 2018 calificados como eventuales:

Impuesto de Industria y Comercio (ICA)

Las Compañías de la línea de generación de energía han sido requeridas por algunos municipios con el fin de tributar por concepto de ICA sobre la base de sus ingresos; sin embargo, ello desconoce 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.

En relación con lo anterior, vale la pena destacar la acción de nulidad y restablecimiento del derecho, promovida contra la liquidación de aforo proferidas por el Municipio de Guachené, por concepto de ICA de las vigencias fiscales 2012 a 2016, cuya cuantía asciende a \$3.362.000.

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 inferior al 50%. Lo anterior, en la medida 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 únicamente en el municipio donde se encuentre ubicada la planta y en función de la capacidad instalada de la misma. 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 DIAN 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 \$117.113.000. La Compañía junto con sus asesores externos, concluyeron que el evento contingente relacionado con la renta del 2003, tiene una probabilidad de pérdida inferior al 50%.

Tasa de aprovechamiento forestal

En virtud del Acuerdo 048 de 1982 proferido por el Inderena, la CAM profirió Resolución No. 237 del 14 de febrero de 2014, en la que liquida una tasa de aprovechamiento forestal a cargo de la Compañía por la supuesta prestación de servicios técnicos. La defensa de la Compañía se fundamenta en el cobro ilegal de la tasa toda vez que el Acuerdo 048 adolece de nulidad sobreviniente además de que la CAM no ha prestado servicio alguno a la Compañía. De manera simultánea, se demandó en acción de simple nulidad el Acuerdo 048 de 1982 proferido por el Inderena.

La cuantía del proceso asciende a \$28.605.000. La Compañía junto con sus asesores externos, concluyeron que el evento contingente relacionado con la tasa de aprovechamiento forestal, tiene una probabilidad de pérdida inferior al 50%.

Impuesto de Renta Año Gravable 2013

El origen de la fiscalización es el Contrato de Estabilidad Jurídica en el cual se incluyó un cronograma de inversión estimada que, según la DIAN, sirve de límite para calcular la deducción por inversión en activos fijos reales productivos; sin embargo, la Compañía realizó una inversión superior a la estimada en el Contrato (lo que implicó el pago de una prima adicional), razón por la cual se calculó la deducción tomando como base la inversión efectivamente realizada y no la inversión estimada. La DIAN sostiene que la deducción debe ser calculada en función de la inversión estimada y no en función de la inversión real, razón por la cual rechaza la deducción que excede a la inversión estimada generando así un mayor impuesto a cargo de la Compañía.

Esta demanda se radicó el 14 de abril de 2018 y la cuantía asciende a \$45.395.000. La Compañía junto con sus asesores externos, concluyeron que el evento contingente tiene una probabilidad de pérdida inferior al 50%.



Compensar - Contribución de solidaridad

Compensar presentó demanda contra la Compañía con el fin de obtener la devolución de \$679.641.826 originados en el retardo en el pago de la contribución de solidaridad desde el mes de mayo de 2009 hasta el mes de julio de 2012. Compensar alega que se encuentra excluida de la contribución en tres de sus sedes por ser una entidad sin ánimo de lucro que desarrolla actividades asistenciales en esas sedes. La Compañía concedió la exclusión y posteriormente revocó dicha concesión y realizó el cobro retroactivo a Compensar en virtud de la Oferta Mercantil suscrita entre las Partes.

El 18 de julio de 2017 se llevó a cabo audiencia inicial en la que se interpusieron recursos de apelación contra la decisión de la magistrada de no declarar probadas las excepciones de falta de competencia e inepta demanda, y contra la decisión de falta de legitimación por pasiva de la SSPD. El 19 de julio de 2017 el proceso fue enviado a Consejo de Estado. El 2 de agosto de 2017 el proceso fue repartido al Consejero Milton Chaves.

El 10 de agosto de 2018 Auto declarada probada la excepción de inepta demanda por no demandar las facturas originales y ordena terminar el proceso y regresar al Tribunal Administrativo de Cundinamarca (TAC) una vez ejecutoriado. El 15 de agosto de 2018 se produce la ejecutoria del auto y Compensar radica incidente de nulidad y sustitución de poder. El 22 de agosto de 2018 entra al Despacho. El 05 de octubre de 2018 auto corre traslado de solicitud de nulidad de Compensar. El 10 octubre de 2018 la Compañía corre traslado de la solicitud de nulidad. El 17 de octubre de 2018 entra al despacho para decidir. El 07 de diciembre de 2018 Auto niega la solicitud de nulidad formulada por Compensar y ordena remitir a TAC. Con lo anterior el proceso terminó a favor de la Compañía, por lo que es procedente levantar la provisión, sin embargo la Compañía espera en el 2019 que llegué el proceso al Tribunal de origen y este de cumplimiento a la orden del superior y archiven el proceso, decisión que no puede contradecir la de terminación del proceso.

35. Mercado de Derivados Energéticos

Desde el 2016 la Compañía se encuentra en el mercado de derivados Energéticos con el objetivo de celebrar contratos de futuros de energía con los cuales busca mitigar el riesgo asociado a la volatilidad de precios de la energía en el mercado SPOT, administrando así su portafolio de contratos.

En mayo 2018, la Junta Directiva aprobó el cambio del objeto social de la Compañía, con el fin de poder realizar operaciones en los mercados de derivados con propósitos diferentes a la cobertura del portafolio de contratación, es así que a diciembre 2018 se liquidaron 0,75 GWh, las cuales no fueron consideradas dentro de la estrategia de cobertura. Así mismo existen contratos de venta de futuros de energía por 18 GWh, con finalidad diferente a la cobertura del portafolio de contratación.

Al 31 de diciembre de 2018, existen contratos de compra de futuros de energía por 5.28 GWh, se liquidaron 10.92 GWh de contratos de venta y 7.2 GWh de compra de futuros de energía.

A continuación la valoración MTM de futuros vigentes a diciembre 2018:

Operación	MTM	No. Operaciones
Compra	44.000	24
Negocio	(87.000)	24
Venta	-	-

Las anteriores operaciones son respaldadas por garantías las cuales a 31 de diciembre 2018 ascienden en efectivo en \$663.748 y en TES \$1.149.872, los cuales son considerados como efectivo restringido.

36. 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 se 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, áreas corporativas y líneas de negocio 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, áreas corporativas y líneas de negocio 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 tiene contratado un swap de tasa de interés.

Tasa de Interés	Al 31 de Diciembre de 2018		Al 31 de Diciembre de 2017	
	Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles COP	Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles COP
IPC	+/- 5,14%	(+/-) \$ 133.171.674	+/- 5,59%	(+/-) \$ 157.846.931
IBR	+/- 4,08%	(+/-) \$ 6.380.346	+/- 3,68%	(+/-) \$ 9.566.080



(*) Las variaciones o movimientos de las tasas de interés se calcularon con base en su volatilidad histórica en un periodo de tres años (2016-2018 y 2015-2017 para los cálculos de 2018 y 2017 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:

- (a) Deuda contratada por la Compañía denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- (b) Pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- (c) 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 a 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 (capex de mantenimiento) y disminución del CERE (Costo equivalente real de energía del cargo por confiabilidad).

Riesgo de “commodities”

La Compañía se encuentra expuesta al riesgo de la variación del precio de “commodities” (mercado combustibles) y del precio spot de energía (mercado colombiano de energía).

La Compañía compra combustibles para generación sin cubrimiento de riesgos por cambios en los precios. Los combustibles líquidos se compran a precios de mercado internacional. Los precios de combustibles sólidos como el carbón resultan de procesos abiertos de contratación en el mercado local no asociados directamente a los commodities internacionales; la indexación de éstos está dada por la variación del IPPC (Índice de Precios al Productor del Carbón) limitada a un máximo del +/-5% con el fin de mantener estabilidad en los valores de compras.

La Compañía realiza la mayoría de transacciones de venta de energía mediante contratos en el mercado de energía mayorista (MEM), en el mercado no regulado (MNR) y en el mercado de derivados financieros (Derivex), en los que se ha pactado previamente un precio con indexación al IPP, mitigando de esta manera el riesgo sobre el precio spot del portafolio de generación.

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 periodo 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					Total 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	
Bonos Emitidos (capital + intereses)	\$ 514.955.997	\$ 334.375.537	\$ 849.331.534	\$ 1.506.232.438	\$ 1.106.354.093	\$ 907.687.827	\$ 162.364.060	\$ 3.682.638.418
Préstamos Bancarios (capital + intereses)	-	40.350.822	40.350.822	73.530.006	65.476.566	-	-	139.006.572
Obligaciones por leasing financiero(capital + intereses)	677.647	1.622.533	2.300.180	194.828	-	-	-	194.828
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	390.931.680	-	390.931.680	-	-	-	-	-
Total	\$ 906.565.324	\$ 376.348.892	\$ 1.282.914.216	\$ 1.579.957.272	\$ 1.171.830.659	\$ 907.687.827	\$ 162.364.060	\$ 3.821.839.818

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 de energía y en casi todos los contratos firmados con los clientes 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 la Compañía (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

La Compañía adoptó desde el 1 de enero de 2018 la NIIF 9, la cual introdujo un nuevo modelo de contabilidad de coberturas, con el objetivo de alinear la contabilidad más estrechamente con las actividades de gestión de riesgos de las compañías y establecer un enfoque más basado en principios.



Bajo el nuevo enfoque, una relación de cobertura es efectiva si y solo si cumple con los siguientes criterios:

- (a) Hay una relación económica entre la partida cubierta y el instrumento de cobertura
- (b) El efecto del riesgo crediticio no predomina sobre los cambios de valor que proceden de esa relación económica
- (c) La razón de cobertura, entendida como la relación entre el notional de la partida cubierta y el notional del instrumento de cobertura, es la misma que la Compañía utiliza para fines de gestión de riesgos y dicha relación es adecuada para fines de contabilidad de cobertura.

La NIIF 9 eliminó el requisito cuantitativo de las pruebas de efectividad contemplado en NIC 39, en virtud del cual los resultados debían estar dentro del rango 80%-125%.

37. 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.

A continuación se presenta los activos financieros y los pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable, al 31 de diciembre de 2018:

	Importes en libros		Valores razonables	
	Al 31 de diciembre de 2018			
Activos financieros (1)				
Vivienda Integral	\$	5.145.081	\$	4.777.974
Vivienda Convencionado		12.546.781		8.029.166
Vivienda pensionado		87.616		78.010
Otros prestamos		3.502.723		2.961.897
Vivienda PSJ		574.566		430.618
Total de activos	\$	21.856.767	\$	16.277.665
	Importes en libros		Valores razonables	
	Al 31 de diciembre de 2018			
Pasivos financieros (2)				
Bonos emitidos	\$	3.601.606.275	\$	3.815.842.555
Créditos Club Deal		150.313.620		157.743.744
Securitización		47.669.218		47.905.383
Obligaciones por leasing		2.311.246		2.483.466
Total de pasivos	\$	3.801.900.359	\$	4.023.975.148

- (1) La Compañía evalúa las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar a largo plazo, clasificándolas bajo el nivel 2 de jerarquía teniendo en cuenta que son observables en mercados similares. Se emplea para esta medición base de parámetros tales como las menores tasas de interés del mercado de productos con características similares al corte de diciembre 2018, 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.
- (2) Las obligaciones financieras y arrendamientos financieros se catalogan dentro del nivel 1 de jerarquía dado que se pueden llegar a negociar o tranzar en mercados activos a precios de mercado en la fecha de medición. El valor razonable se estima descontando los flujos de efectivo futuros utilizando las tasas disponibles para deudas con condiciones,

riesgo de crédito y vencimientos similares. La Compañía emplea las tasas de descuento de la curva cero cupón de acuerdo a los vencimientos de cada emisión.

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 2018, 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 3.2.1.3. Deudas (Obligaciones financieras):

Activos Financieros	Nivel 3
Inversiones financieras–sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	\$ 1.923.593

Para la medición a valor razonable de este instrumento de patrimonio se tomó como base la participación de la Compañía en el patrimonio de Electricaribe, siendo este el método más adecuado para medir la inversión por las condiciones de la contraparte, dado que no hay comparables en el mercado.

Esta metodología es la misma aplicada en el periodo anterior.

	Nivel 2
Instrumentos derivados (Ver Nota 5)	\$ 582.398
Pasivos Financieros	
Instrumentos derivados (Ver Nota 13)	\$ 1.922.833

38. Categorías de activos financieros y pasivos financieros

Las categorías bajo NIIF 9 de los activos financieros y pasivos financieros son las siguientes:

Activos Financieros	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo amortizado				
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 634.767.165	\$ -	\$ 563.551.759	\$ -
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	152.986.102	16.979.005	274.644.719	17.663.575
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	135.427.801	-	2.733.906	1.136.816
Otros activos financieros	85.387.200	-	60.670.320	-
Total activos financieros a costo amortizado	\$ 1.008.568.268	\$ 16.979.005	\$ 901.600.704	\$ 18.800.391
Valor razonable con cambios en resultados				
Otros activos financieros	582.398	-	3.690.097	-
Total activos Financieros a valor razonable con cambios en resultados	\$ 582.398	\$ -	\$ 3.690.097	\$ -
Valor razonable con cambios en ORI				
Otros activos financieros	-	1.923.594	-	3.266.532
Total activos financieros a valor razonable con cambios en ORI	\$ -	\$ 1.923.594	\$ -	\$ 3.266.532
Pasivos Financieros	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo amortizado				
Otros pasivos financieros	\$ 759.721.448	\$ 3.042.178.911	\$ 457.709.908	\$ 3.723.182.711
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	390.931.680	-	216.871.528	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	189.108.090	-	156.864.411	-
Total activos financieros a costo amortizado	\$ 1.339.761.218	\$ 3.042.178.911	\$ 831.445.847	\$ 3.723.182.711
Valor razonable con cambios en resultados				
Otros pasivos financieros	1.922.833	-	4.872.195	-
Total pasivos Financieros a valor razonable con cambios en resultados	\$ 1.922.833	\$ -	\$ 4.872.195	\$ -



39. Aprobación de Estados Financieros

Los estados financieros de propósito general de la Compañía al 31 de diciembre de 2018, fueron aprobados por el Comité de Auditoría según Acta No. 056 del 20 de febrero de 2019 y recomendados por la Junta Directiva según Acta No 466 del 20 de febrero de 2019 con el fin de ser presentados a la Asamblea General de Accionistas conforme a lo dispuesto en el Código de Comercio.

40. Eventos Subsecuentes

Cancelación crédito intercompañía:

El 11 de febrero de 2019 Codensa S.A. E.S.P cancelo los préstamos otorgados en diciembre por \$81.000.000 a una tasa del 6.93% E.A. los intereses pagados corresponden a \$910.745

Subasta de Contratos de Largo Plazo de Energía Medía

En enero 2019 se publicaron los pliegos de la subasta de contratos de largo plazo de energía media y la minuta del contrato por parte de la UPME y el Ministerio de Minas y Energía. El 31 de enero se entregaron los sobres de precalificación a la subasta por parte de los agentes interesados, tanto oferta como demanda.

En total se presentaron 22 proyectos de generación eólica, solar y biomasa de 15 agentes generadores, y ofertas de compra de energía por parte de 12 comercializadores. El 26 de febrero de 2019 se realizará la audiencia de adjudicación.

Subasta del Cargo por Confiabilidad

En enero 2019 se publicó el reglamento general de la subasta por parte de la CREG y el reglamento operativo con el cronograma definitivo por parte de XM, quien es el administrador de la misma. El 25 de enero se reportaron los parámetros de las plantas participantes en la asignación, que se realizará el 28 de febrero.

Pago de dividendos

El 16 de enero de 2019 se pagó el excedente de los dividendos correspondientes a la utilidad de 2017 por \$154.284.402

