



Reporte integral  
de sostenibilidad, operación  
y mercado 2018







**Reporte integral  
de sostenibilidad, operación  
y mercado 2018**

# Tabla de contenidos

## Sumando energías

Sobre nuestro reporte - página 8

Mensaje para nuestros grupos de interés - página 10

## Generalidades XM

Cifras relevantes - página 18

Premios y reconocimientos - página 20

Gremios y asociaciones - página 21

## Operar y administrar la energía de los colombianos

Sumar energías, el propósito que nos mueve - página 24

Estructura organizacional - página 27

Sectores en los que sumamos energías - página 28

Gobierno corporativo - página 29

Marco estratégico - página 38

## Análisis de materialidad y temas

Página 42



## Creación de valor sostenible

Descripción del tema material	- página 44
Valor económico directo generado y distribuido	- página 46
Resultados de filiales e inversiones de otras sociedades	- página 47
Confiabilidad del servicio	- página 48
Fortalecimiento de la cadena productiva	- página 49
Gestión de proveedores	- página 52
Contribución al ambiente	- página 53
Empleabilidad y mejoramiento de la calidad de vida de nuestros empleados y sus familias	- página 56
Innovación social	- página 68
Comunicaciones y relacionamiento corporativo	- página 69

## Servicio confiable, eficiente, competitivo y más limpio

Descripción del tema material	- página 76
Cifras relevantes de la operación y el mercado	- página 77
Registro de agentes, fronteras y contratos	- página 84
Oferta y generación	- página 110
Demanda de electricidad	- página 142
Planeación del SIN	- página 151
Operación del SIN	- página 180
Restricciones	- página 212
Remuneración del transporte de energía eléctrica	- página 219
Administración financiera del mercado	- página 228

## Ética, integridad y transparencia

Descripción del tema material - página 240

Gestión ética - página 241

6° foro de ética del sector eléctrico - página 242

Acción colectiva de Ética y Transparencia del sector eléctrico - página 242

Comité de ética - página 244

Canales de recepción de denuncias - página 244

## Investigación, innovación y desarrollo de proyectos

Descripción del tema material - página 246

Sistemas de Administración de mercados, SAM - página 248

Integración de FERNC al SIN - página 249

Programa de proyectos Supervisión Inteligente y Control avanzado, iSAAC - página 251

Energética 2030 - página 253

Proyectos calificados por Colciencia - página 254

## Ciberseguridad

Descripción del tema material - página 256

Programa integral de seguridad - página 257

Transformación digital - página 262

# Tabla de contenidos

## Cumplimiento legal y regulatorio

Descripción del tema material - página 263

Gestión regulatoria - página 264

Gestión de procesos judiciales - página 267

## Administración de riesgos y crisis

Descripción del tema material - página 270

Manejo proactivo de riesgos y continuidad del negocio - página 271

Auditorías internas y externas - página 272

## Índice GRI

Página 274

## Informe financiero y notas

Página 279





## Sumando energías

### Sobre nuestro reporte

En XM estamos seguros de que la buena energía se contagia no solo cuando sumamos esfuerzos con otros, sino también cuando juntos hacemos balance de los resultados alcanzados. Así lo hemos entendido desde 2005, año en el que empezamos a publicar informes de gestión anual para compartir con los grupos de interés las acciones desarrolladas desde nuestro rol de operadores del Sistema Interconectado Nacional, SIN y administradores del Mercado de Energía Mayorista, MEM.

En 2014 evolucionamos nuestra manera de presentar la información, elaborando reportes de sostenibilidad basados en los estándares del Global Reporting Initiative, GRI, una práctica que nos permite entregar información acerca de los temas relevantes planteados por nuestros grupos de interés, la contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible, ODS y los impactos económicos, sociales y ambientales que generamos para entregar la mejor energía

a los colombianos.

102-50  
102-51  
102-52

En este reporte compartimos información correspondiente a una vigencia anual, comprendida entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2018. Por primera vez reunimos en un solo documento los contenidos relacionados con el Informe integral de gestión sostenible y el Informe de operación del SIN y administración del MEM, los cuales hasta el año 2017, vigencia de nuestros informes más recientes, fueron presentados de manera separada a nuestra Asamblea General de Accionistas y a la opinión pública.

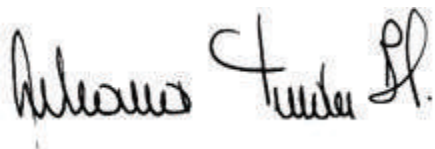
102-46  
102-47

Para la definición y desarrollo de los contenidos de este reporte, sumamos energías con nuestros grupos de interés y tomamos como punto de partida siete temas materiales priorizados con ellos, a través de una serie de encuestas aplicadas a lo largo del año, en diferentes momentos de contacto con ellos, en las cuales fue concluyente la decisión de asumir como relevantes los si-

güentes temas: servicio confiable, económico y seguro; ética, integridad y transparencia; investigación, innovación y desarrollo de nuevos proyectos; seguridad de la información; cumplimiento legal y regulatorio; administración de riesgos y crisis, y creación de valor sostenible: económico, social y ambiental. Al efectuar por parte de XM la revisión de estos temas, a la luz del direccionamiento estratégico, coincidimos con la visión de nuestros grupos de interés, al estar vinculados de manera directa con la sostenibilidad de la compañía.

102-53  
102-54

Nuestro Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado, que hemos elaborado de conformidad con los Estándares GRI: opción Esencial, contó con una lectura crítica y con verificación externa a cargo de la empresa KPMG. Las inquietudes, consultas o solicitudes de información relacionadas con el contenido abordado en él, pueden comunicarse a nuestra Dirección de Entorno Empresarial, dependencia encargada de la construcción del reporte, a través del correo electrónico [comunicaciones@xm.com.co](mailto:comunicaciones@xm.com.co)



Liliana Pineda Hernández  
Directora Entorno Empresarial

## Mensaje para nuestros grupos de interés

102-1  
102-14

Detrás de un acto tan simple como encender un computador o trasladarse en un sistema de transporte eléctrico, hay toda una historia en la que múltiples actores intervienen para garantizar el acceso confiable, seguro y económico al servicio de energía. En XM acompañamos todos esos momentos cotidianos para que los colombianos tengan la mejor energía.



Tenemos en nuestras manos un propósito que asumimos en sintonía con otros, sumando energías, las de los agentes, el gobierno y todos los actores de la cadena, actuando como articuladores, trabajando con la mirada puesta en la sostenibilidad de un sector de la economía que mejora vidas y promueve el desarrollo del país.

Somos parte de una industria en continua evolución, en la que se dan desarrollos cada vez más rápidos y avanzados en el uso y procesamiento de la información, en la que son crecientes las expectativas en materia de sostenibilidad y es inminente la incorporación de tecnologías como las Fuentes de Energía Renovables No Convencionales, FERNC. Esta dinámica se traduce en

una oportunidad que exige todo nuestro esfuerzo para ser cada vez más flexibles, ágiles en la toma de decisiones, resilientes y promotores de nuevas ideas.

Nuestro compromiso es contribuir al desarrollo del sector eléctrico colombiano, anticipándonos a los cambios que suceden en el entorno y a las dinámicas del mercado. Para lograrlo, año tras año definimos planes de trabajo con claros objetivos y metas, sustentados en un equipo humano con inmensa pasión por lo que hace y que, con profesionalismo, desde un rol omnipresente, construye país. Precisamente bajo esa consigna en 2018 alcanzamos varios hitos que nos complace compartir con todos nuestros grupos de interés:

### Fuentes de energías renovables no convencionales: el futuro, hoy

Desde hace varios años escuchamos que la industria eléctrica en el mundo tomará un nuevo rumbo con la incorporación de las FERNC, Colombia está avanzando en estos cambios, promovidos especialmente por el desarrollo de políticas y regulación que incentivan la integración de nuevas tecnologías al Sistema, en los cuales desde XM somos un actor clave como articulador y habilitador de dicha transformación. Los nuevos recursos de generación se nos presentan como una oportunidad y un reto para adoptar otras maneras de hacer las cosas.

Sabemos que el futuro ya está aquí, por ello estamos trabajando en conjunto con el sector, y en especial con la CREG, para que el sistema y el mercado colombiano estén preparados para la inminente integración de estas tecnologías. En XM estamos transformando las competencias de nuestro talento humano, así mismo la infraestructura tecnológica y procesos para la operación y manejo en el mercado de las nuevas tecnologías y los estudios referentes a los requisitos mínimos técnicos, operativos y de mercado para



su integración eficiente al sistema eléctrico colombiano.

En 2018 le dimos continuidad a nuestra preparación para administrar la variabilidad e incertidumbre de estos nuevos recursos, implementando pilotos de pronóstico de generación para una planta eólica, una solar y una pequeña central hidroeléctrica.

### Renovamos el cerebro del SIN y transformamos el corazón de XM

Como un hito de mucha relevancia en nuestra gestión, en 2018 inauguramos el Centro de Control del Centro Nacional de Despacho, cerebro del Sistema Interconectado Nacional, proyecto pionero en América y segundo a nivel mundial en implementar el último desarrollo de SCADA que incorpora tecnología multisitio con redundancia de todos los equipos que lo conforman, lo que permite tener una disponibilidad por encima del 99% para una operación continua.

Esta actualización nos permite seguir interactuando de manera ágil con los operadores de 73 generadores, 16 transmisores y 38 operadores de red que hacen parte del ecosistema de energía, monitoreando y coordinando la operación de más de 26,000 km. de líneas de transmisión, 26 enlaces de comunicaciones y 206 plantas de generación, conectadas a 249 subestaciones de energía ubicadas a lo largo del territorio nacional. La supervisión permanente del sistema se logra con la recepción de cerca de 26,000 variables cada 4 segundos y realizando más de 55,000 maniobras anualmente, desde allí también coordinamos la operación de las interconexiones con Ecuador y Venezuela.

### Agenda por el posicionamiento sectorial

102-13 Seguimos posicionando a Colombia como líder en la industria eléctrica mundial, desde la presidencia del Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas, CIGRÉ, par-





ticipando en diferentes espacios de generación y transferencia de conocimiento. Asistimos el año anterior a eventos académicos dentro de los cuales se destaca la Biental CIGRÉ, que es el evento de energía eléctrica más importante del mundo, en el que estuvimos por primera vez como nuevo Comité Nacional, participando así tanto del Consejo Administrativo como del Foro de las Naciones, con los otros 57 comités nacionales que conforman CIGRÉ. También participamos en el Transpower APEX Conference 2018, abordando temas relacionados con eficiencia energética, FERN y registro de fronteras. De igual manera, en alianza con el Consejo Nacional de Operación, CNO, y el Comité Asesor de Comercialización, CAC, desarrollamos la versión número 24 del Congreso del Mercado de Energía Mayorista, un espacio de reflexión en el que participaron los diferentes actores de la industria para conversar sobre el futuro del sector.

Estas actividades de intercambio de conocimiento se suman a otras llevadas a cabo como expositores e invitados en eventos sobre energía eléctrica y mercados de energía en diferentes lugares del mundo.

## La innovación, clave para anticiparnos a los cambios del sector

En nuestra apuesta por la innovación, recibimos de Colciencias la distinción “Actores, un paso más hacia la excelencia”, destacando las acciones que emprendimos para su promoción e incorporación en nuestros equipos de trabajo y procesos, tomando forma en proyectos como el Sistema de Administración del Mercado, SAM; Supervisión Inteligente y Control Avanzado, ISAAC; el Programa Integral de Ciberseguridad y el Programa Integración de Fuentes Renovables No Convencionales al Sistema Interconectado Nacional.

## Nuestros clientes, una prioridad

En XM todos los días estamos comprometidos con el cumplimiento de las expectativas y la atención de las necesidades de nuestros clientes. Además de atender sus solicitudes, compartir información en tiempo real sobre la operación del sistema y anticiparnos a los cambios que suceden en el entorno que podrían impactar la prestación del servicio, durante el año desarrollamos tres eventos de capacitación para fortalecer sus conocimientos sobre el sector, en la que participaron 263 representantes de las diferentes empresas. Fuimos pioneros en el país para la implementación del Decreto DIAN 2242 de 2015 de facturación electrónica, a través de la puesta en marcha de una plataforma que permite la aplicación de filtros para búsquedas avanzadas, configurables y sencillas, posibilitando hallazgos de información más precisa, de acuerdo con las necesidades de nuestros clientes, propiciando mayor agilidad y facilidad para la revisión de las facturas.



La aceptación de este grupo de interés sobre las actividades que desarrollamos fue reconocida en los resultados de la medición de satisfacción clientes aplicada en 2018, en la cual alcanzamos 86.6 puntos sobre 100, lo que representó un incremento de 3.3 puntos sobre la medición efectuada en el año 2016. Esta cifra es la más alta alcanzada en los últimos 8 años y da cuenta del reconocimiento de XM como empresa ética, líder y confiable.

## Avances significativos en proyectos

Con el objetivo de impulsar y transformar la operación del mercado y responder de manera ágil, flexible y efectiva ante los nuevos retos relacionados con las energías renovables, la generación distribuida, la respuesta a la demanda y la integración de mercados, en XM avanzamos en 2018 en la implementación y pruebas en fábrica del Sistema de Administración del Mercado, SAM.

A lo largo del año, instalamos en nuestros servidores la plataforma con la parametrización de las principales funcionalidades para iniciar la etapa de pruebas en sitio; completamos la revisión y preparación de todas las migraciones e integraciones requeridas para las pruebas y comenzamos el aseguramiento de calidad de los datos de entrada. Además, definimos las competencias requeridas por los distintos equipos humanos para garantizar una adaptación efectiva a los retos que trae la operación del nuevo sistema.

Desde nuestro Programa Integral de Ciberseguridad realizamos el montaje y puesta en marcha del Centro de Operaciones de Seguridad, SOC, espacio desde el cual brindamos servicios 24/7 de correlación, inteligencia y gestión de incidentes de seguridad tecnológica, sobre las plataformas transaccionales y de tiempo real. También empezamos operaciones en el Laboratorio de Simulación del Sistema de Tiempo Real, SSTR, que nos permite modelar el sistema de potencia

en tiempo real y considerar el impacto de los nuevos elementos para la transformación del mercado de energía mayorista; habilitamos el Centro gestor, un prototipo del centro de control futuro con una alta penetración de energías renovables y recursos energéticos distribuidos y, finalmente, abrimos la Sala de innovación, un espacio de co-creación y trabajo en equipo para el desarrollo de los pilotos de innovación, basándonos en metodologías ágiles, que permitirán entregar nuevas soluciones a las necesidades de la operación del sector eléctrico colombiano.

En alianza con diferentes universidades del país y empresas líderes del sector, iniciamos la implementación del Ecosistema Científico, programa que busca la transformación del sector eléctrico colombiano orientado a su confiabilidad y sostenibilidad en el horizonte del año 2030, al igual que la creación de nuevas redes de conocimiento, capacidades académicas y empresariales. El programa está compuesto por 10 proyectos que buscan ahondar en los prototipos y modelos para realizar la operación, supervisión y control del futuro con una alta penetración de FERNC y Recursos Energéticos Distribuidos, DER. Nuestra participación directa se lleva a cabo en 5 de ellos: Pruebas de concepto de microredes, supervisión y control; Supervisión, control, protección e interacción de las diferentes fuentes distribuidas del SIN; Transformación del consumidor en un participante activo; Análisis de escenarios y definición de estrategias futuras y Evaluación de la política, regulación y mercado del sector.

## Aportes en análisis regulatorios

El relacionamiento continuo que mantuvimos con la CREG, el Ministerio de Minas y Energía, la UPME y el CNO, nos permitió realizar diversos análisis que sirvieron de base para encontrar alternativas en materia de regulación, que nos permitan afrontar los retos futuros del sector.

Como resultado de lo anterior, resaltamos que el



año pasado la CREG estableció las reglas para la entrada de generación distribuida y autogeneradores a pequeña escala en el SIN, además planteó proyectos de resolución que definen las reglas para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN. Por su parte, el Ministerio de Minas y Energía emitió resoluciones para implementar un mecanismo que promueve la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes en el MEM.

## Procesos tecnológicos de vanguardia

En el ejercicio de nuestro rol como operadores del SIN y administradores del MEM, es vital contar con el soporte de procesos y herramientas tecnológicas de punta que nos permitan desarrollar las acciones del día a día de manera óptima y segura, por eso el año pasado continuamos con la implementación del nuevo modelo de operación de tecnología de la información que responde al propósito de liderar la transformación digital y la optimización de los servicios digitales en la compañía.

Entre muchas acciones desarrolladas en ese sentido, destacamos la implementación de 21 robots en 4 procesos, usando la metodología de Robotic Process Automation, RPA, lo que nos permitió una mayor optimización y una disminución en el tiempo de respuesta en tareas operativas. Adicionalmente contamos con nuestra primera aplicación GID More desarrollada usando inteligencia artificial, ampliando nuestro portafolio de transformación digital y avanzando en el objetivo de lograr un conjunto de aplicaciones preparadas para atender las nuevas necesidades que surgen con la transformación del sector.

## Resultados positivos de la auditoría de la Contraloría General de la República

En 2018 participamos en la auditoría de la Con-

traloría General de la República correspondiente a la vigencia 2017. En ella se emitió una opinión limpia y sin salvedades para XM, indicando que los estados financieros presentan razonablemente la situación financiera de ese año. Además, en la evaluación del control interno financiero obtuvimos una calificación de 1,08 (en una escala de 1 a 3, en la cual el rango de 1 a 1,5 es eficiente), lo cual equivale a concepto adecuado y se indicó que la efectividad del control interno financiero es eficiente. De otro lado, la opinión sobre la ejecución presupuestal fue calificada como razonable, con una verificación de la adecuada utilización del presupuesto. El concepto de la gestión financiera fue calificado como favorable en relación con la gestión en el manejo de los recursos públicos de XM, para la vigencia en mención.

## Auditoría externa limpia sin salvedades

El año pasado finalizamos la auditoría externa en el cumplimiento de las obligaciones derivadas de las resoluciones emitidas por la CREG, como ASIC, LAC, TIE durante el año 2017, y como operador del CND durante los años 2016 y 2017, realizada por la firma de auditoría PricewaterhouseCoopers, en la cual obtuvimos una conclusión limpia sin salvedades y en la que no se identificaron recomendaciones de control interno para la empresa. Este trabajo de aseguramiento se realizó de acuerdo con el alcance solicitado por las resoluciones CREG 024 de 1995, 155 del 2011 y 014 del 2014.

## Gestión legal

Con el propósito de gestionar la defensa de nuestros intereses y acompañar los procesos de la organización en el logro de sus objetivos, el año pasado implementamos estrategias en múltiples procesos judiciales que permitieron resultados favorables a XM. De igual manera participamos activamente en la atención de los múltiples re-

querimientos de información sobre temas de coyuntura para el sector.

## Ética y transparencia, constantes de nuestro actuar

Articulamos esfuerzos para promover prácticas éticas y transparentes en el sector, con el desarrollo del 6° Foro de Ética del sector eléctrico: “La ética, la energía que nos diferencia”, y con la promoción de la Acción Colectiva de Ética y Transparencia del sector eléctrico de la que hacen parte 31 empresas, por medio de la cual se propició un acuerdo voluntario para promover la sana competencia, la confianza y la sostenibilidad de la industria eléctrica, mediante la definición de compromisos como el desarrollo e implementación de un programa integral de anticorrupción, las buenas prácticas de gobierno corporativo para la prevención de restricciones a la libre competencia, suministrar información útil para fomentar la transparencia en el sector y el mercado, y desarrollar acciones de divulgación sobre la importancia de actuar con ética e integridad en las labores del día a día.

La Acción Colectiva de Ética y Transparencia del sector eléctrico estuvo entre las prácticas seleccionadas por la Corporación Transparencia por Colombia para el evento de socialización de resultados de la medición de transparencia empresarial, en la que en XM obtuvimos 96.3 puntos sobre 100. Es la primera vez que obtenemos un puntaje por encima de 96 puntos en esta medición, en la que participamos junto a 22 empresas del sector.

## Sumando energías desde nuestras filiales e inversiones en otras sociedades

Desde el sector financiero y de movilidad en los cuales tenemos participación con DERIVEX y Sistemas Inteligentes en Red, SIER, también tenemos buenas noticias para contar.

Por el lado de DERIVEX, entre los principales logros de 2018 se destaca la curva forward que se amplió a 24 meses, con futuros que permiten cubrir hasta un horizonte de dos años y contando con ofertas de venta a lo largo de ella. Actualmente cuenta con seis miembros financieros que se desempeñan como intermediarios para la realización de las negociaciones. Desde su lanzamiento en 2010 hasta el 31 de diciembre del año anterior, se han transado 747,42 GWh, entre contratos de futuros mensuales de 360.000 kWh-mes y contratos de 10.000 kWh-mes.

Desde SIER, como participante del programa de Landing Empresarial del complejo Ruta N, aprovechamos el espacio para la generación de nuevas ideas, el intercambio de conocimientos y experiencias y accedimos al ecosistema de innovación, desarrollando dos nuevos productos APPIMOTION y D33PTRACKER que ya están en etapa comercial. Por último, en línea con el programa Conexión Jaguar, se compensaron 310 toneladas de gases de efecto invernadero correspondientes al impacto generado sobre el medio ambiente en 2017.

## Talento humano motivado y comprometido

En 2018 alcanzamos uno de los hitos más importantes en la historia de XM respecto a la medición del clima organizacional. Los resultados muestran que el 98% de los 206 empleados consultados se siente orgulloso de pertenecer a nuestra compañía. Este porcentaje hace parte del 85% de favorabilidad global, el cual supera por 3 puntos la medición realizada en 2017.

## Fortalecimiento de la cadena de abastecimiento

Logramos importantes avances en nuestro proceso de abastecimiento, especialmente en lo relacionado con estrategias de sourcing, mecanismos de gestión de proveedores y optimiza-

ciones, lo cual ha permitido que sea reconocida como un socio estratégico del negocio, en la gerencia de costos y como proveedor de soluciones innovadoras de abastecimiento.

De otro lado, el tratamiento de los riesgos en nuestra cadena de aprovisionamiento se encuentra alineado con el principio o enfoque de precaución, aplicado en la gestión de riesgos, el cual busca la protección de los recursos empresariales, la continuidad y la sostenibilidad del negocio, motivo por el cual a partir de la obtención de alertas tempranas logramos avances, permitiendo una gestión proactiva para el logro de indicadores claves de cumplimiento, calidad y costos.

## Nueva imagen que refleja nuestra visión estratégica

En coherencia con nuestro papel como agrupador de esfuerzos para lograr objetivos comunes que contribuyan al desarrollo del sector eléctrico colombiano, evolucionamos nuestra identidad gráfica y definimos una marca más cercana, acogiendo el lema Sumando energías.

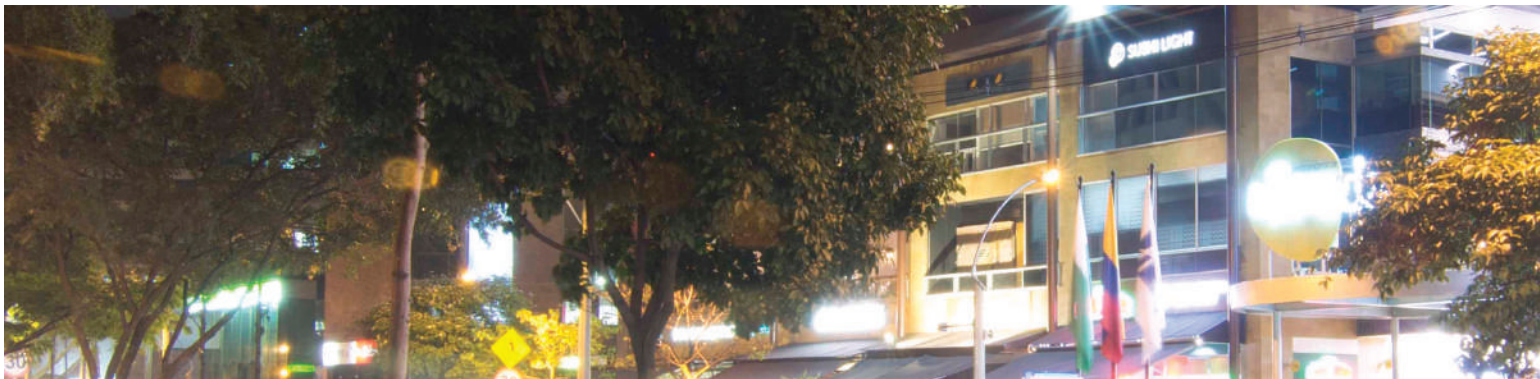
Esta actualización hace parte del posicionamiento que queremos lograr entre nuestros grupos de interés, generando un mayor conocimiento de nuestro rol y de la permanente exploración de nuevas plataformas y modelos que den respuesta, en un nuevo ecosistema, a los crecientes retos de un sector en permanente evolución.

Además de esta actualización, consolidamos nuestras acciones de comunicaciones y relacionamiento con grupos de interés propiciando canales a través de los cuales entregamos información oportuna sobre nuestra gestión. Fuimos fuente de primera mano para los periodistas que cubren el sector eléctrico en el país; entregamos reportes de alta calidad y rigor en cifras y datos, seguimos trabajando en el desarrollo de mensajes más pedagógicos para la sociedad, con el propósito de generar mayor entendimiento sobre la magia detrás de contar con energía eléctrica en nuestras casas y empresas. También, con nuestros colaboradores, afianzamos nuestra gestión de diálogo y fortalecimiento de comunicaciones internas, por medio del Café con la Gerencia, un espacio de conversación sobre diferentes temas de interés.

Sin lugar a duda, el 2018 fue un año para seguir sumando esfuerzos por el desarrollo del país y este momento de balance de nuestra gestión es la oportunidad propicia para agradecer a todos nuestros grupos de interés por la posibilidad de seguir trabajando juntos para entregar la mejor energía a los colombianos.

## Nuestros colaboradores creen en el poder transformador de la educación

También quiero compartir con ustedes una historia de inspiración y compromiso que surgió desde nuestros colaboradores. En 2018 varios





de ellos, convencidos de las grandes transformaciones que propicia el acceso a la educación superior, tomaron la iniciativa de poner en marcha el Plan E\*E, Energía por Educación, voluntariado por medio del cual hacen un aporte económico quincenal (por descuento por nómina) para la educación de estudiantes destacados de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional, sede Medellín.

Para mí es de la mayor importancia reconocer este esfuerzo y expresar que desde la administración de XM continuaremos apoyando iniciativas que nos permitan retribuir a la sociedad.

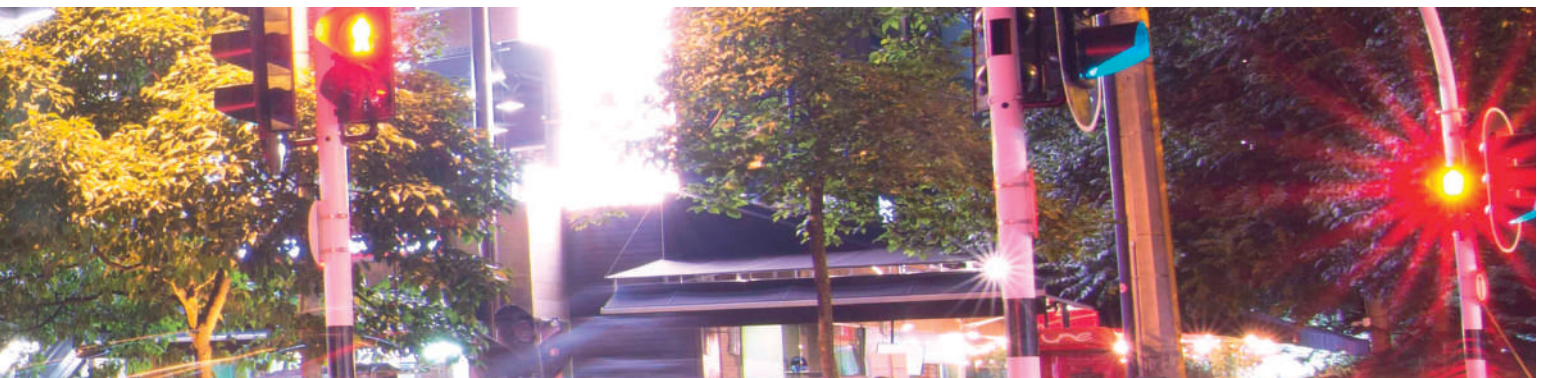
En XM estamos comprometidos con los colombianos, trabajamos por el desarrollo del país y por brindarles la mejor energía. Y lo hacemos sumando la energía de todos; no solo la energía que se genera transporta o distribuye sino también la que emana de visiones conjuntas de futuro, de la unión de conocimientos, capacidades y experiencia.

Porque estamos seguros de que, sumando, los colombianos tendrán la mejor energía.

Con gratitud,



María Nohemi Arboleda Arango  
Gerente General

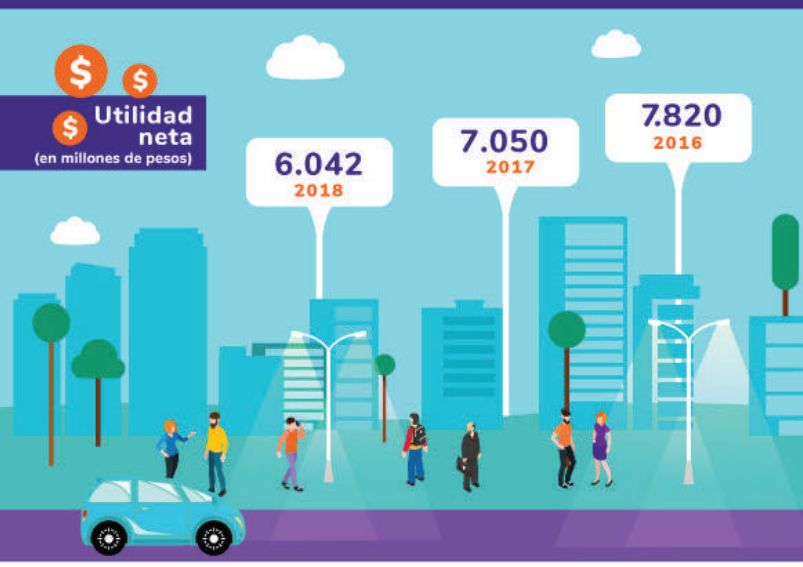


# Generalidades

## Cifras relevantes de 2018

Sumando energías con nuestros grupos de interés en 2018, alcanzamos resultados relevantes que se traducen en cifras muy positivas, en el compromiso de entregar la mejor energía a los colombianos, de manera confiable, económica y segura.

### Cifras de XM



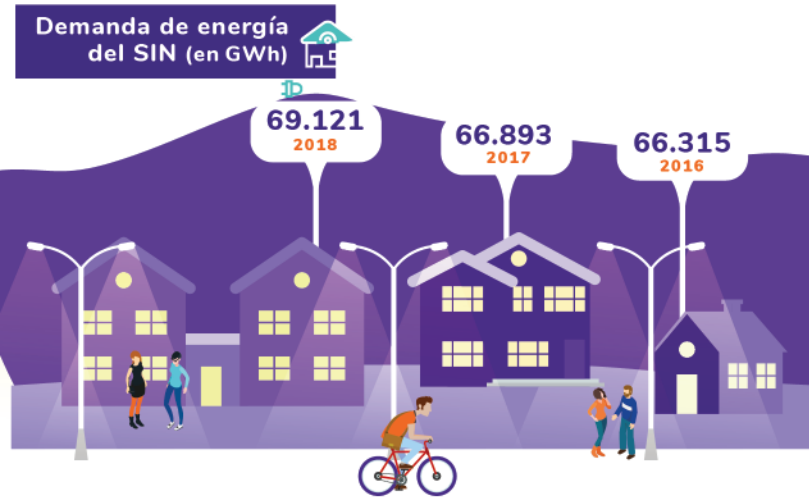
# Cifras de la operación y el mercado

## Demanda de energía del SIN (en GWh)

69.121  
2018

66.893  
2017

66.315  
2016

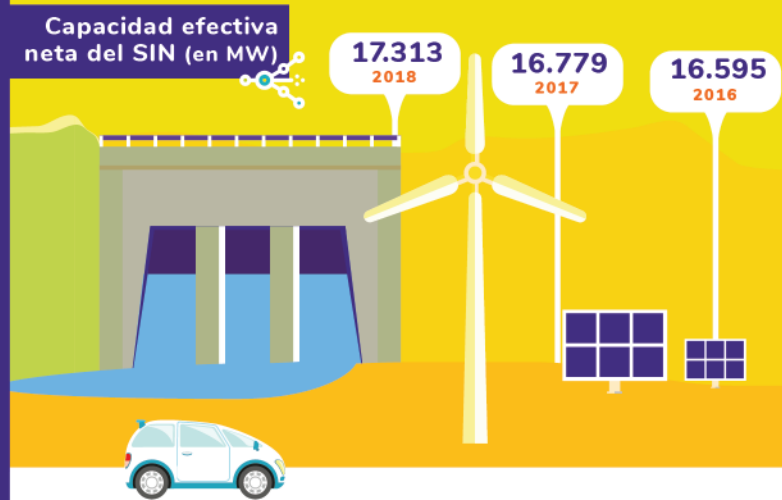


## Capacidad efectiva neta del SIN (en MW)

17.313  
2018

16.779  
2017

16.595  
2016

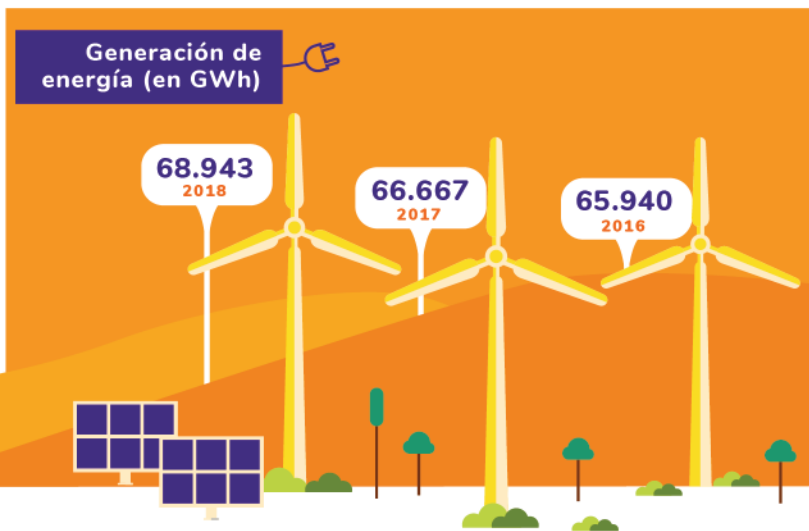


## Generación de energía (en GWh)

68.943  
2018

66.667  
2017

65.940  
2016

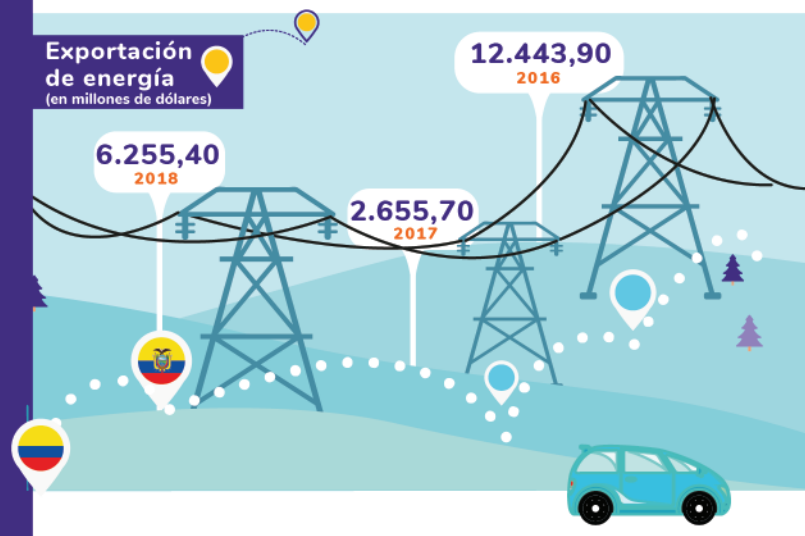


## Exportación de energía (en millones de dólares)

6.255,40  
2018

2.655,70  
2017

12.443,90  
2016



## Administración dinero del mercado (en billones de pesos)

6,2  
2018

5,4  
2017

6,3  
2016

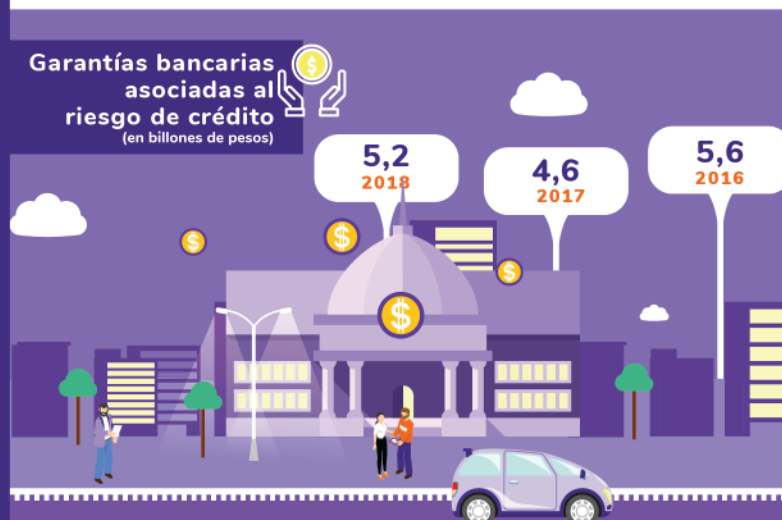


## Garantías bancarias asociadas al riesgo de crédito (en billones de pesos)

5,2  
2018

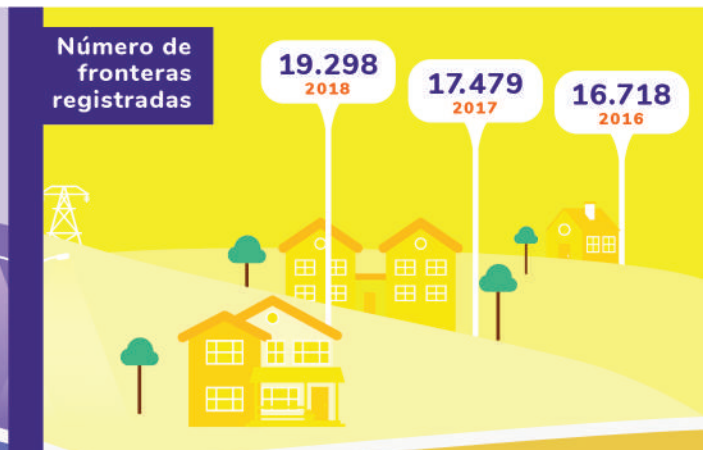
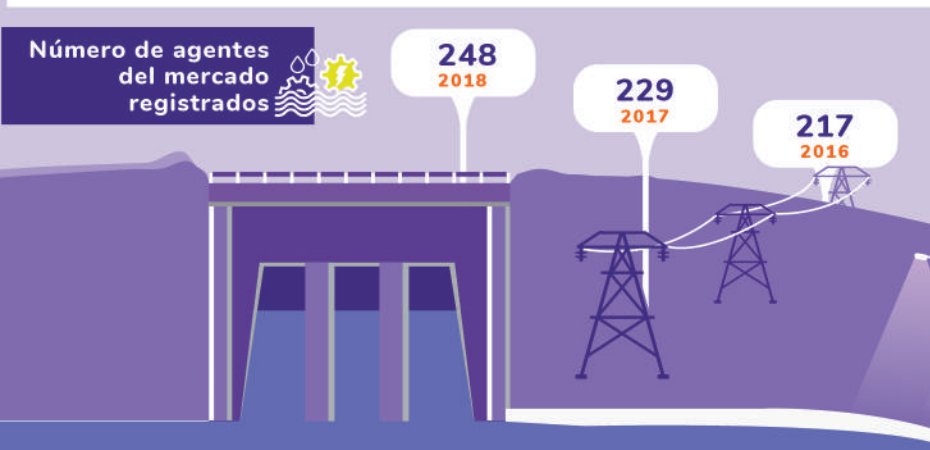
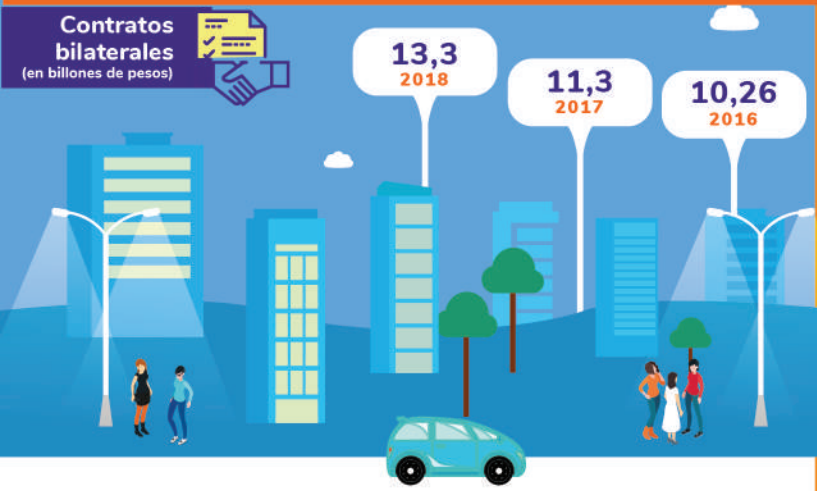
4,6  
2017

5,6  
2016





# Cifras de la operación y el mercado



## Premios y reconocimientos en 2018

Nuestro trabajo comprometido por el desarrollo del país fue reconocido por diferentes entidades:

- Recibimos el reconocimiento: “Actores, un paso más hacia la excelencia”, entregado por COLCIENCIAS, con el cual se valoran y destacan los esfuerzos que desarrollamos para promover la innovación, la ciencia y la tecnología en nuestros equipos de trabajo y proyectos propios.
- Logramos un reconocimiento especial de parte de la Corporación Transparencia por Colombia, por la Acción Colectiva de Ética y Transparencia del sector eléctrico de la que hacen parte 31 empresas del ecosistema de energía del país.

# Gremios y asociaciones

En 2018, sumamos esfuerzos con empresas del gremio y asociaciones clave, posicionando al sector desde sus actores, bajo el propósito de entregar la mejor energía para los colombianos.



102-13 La participación en cada uno de ellos nos permitió consolidar el relacionamiento con los demás actores del ecosistema y favorecer el posicionamiento sectorial:

## Asociación de Empresas de Servicios Públicos, ANDESCO

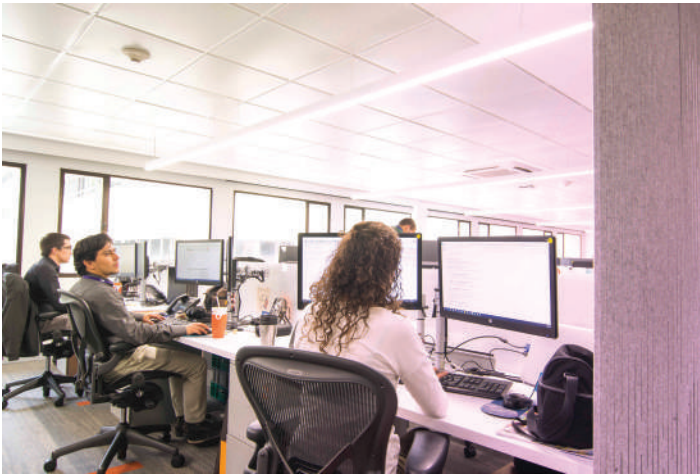
Entidad gremial que representa los intereses de las empresas afiliadas de servicios públicos domiciliarios. Nuestra vinculación a este gremio es relevante porque nos permite participar en la discusión de temas con alto impacto para el sector eléctrico colombiano, fijando nuestra posición como operadores del SIN y administradores del MEM.

## Comisión de Integración Energética Regional, CIER

Organización de carácter internacional y regional cuyo objetivo es promover y favorecer la integración del sector energético en la región a través de la cooperación mutua entre sus asociados. Nuestra participación en esta comisión nos permite sumar energías con empresas de sectores eléctricos de otros países y propiciar la transferencia de conocimiento.

## Comité Colombiano de la Comisión de Integración Energética Regional, CO-CIER

Reúne a las empresas y organismos del sector eléctrico colombiano, con el fin de vincularlos entre sí promoviendo la integración e intercambio de experiencias. Gracias a nuestra participación en este comité tenemos acceso de primera mano



a información estratégica sobre el comportamiento y crecimiento del sector eléctrico colombiano.

## CIGRÉ Colombia

Es una organización dedicada al desarrollo del sector eléctrico colombiano a través de la identificación y el desarrollo de problemas de la industria. Tiene como finalidad facilitar el intercambio de experiencias, compartir conocimiento y generar espacios de investigación. Al ser parte de CIGRÉ Colombia accedemos a información sobre los aspectos de operación y administración de mercados, y participamos en las mesas de trabajo donde se discuten y definen los cambios que dictan el camino para la transformación del ecosistema.

## IEEE

Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica dedicado a la estandarización y el desarrollo en áreas técnicas. Es la mayor asociación internacional sin ánimo de lucro formada por profesionales de las nuevas tecnologías. Ser parte de IEEE nos permite desarrollar estándares y procedimientos que contribuyen con la transformación de la industria y que tienen en cuenta aspectos operativos y de mercado de tendencia en el mundo.

## Gartner CEB

Es una empresa consultora y de investigación de

las tecnologías de la información. Como resultado de nuestra suscripción utilizamos los productos y servicios generados por Gartner a modo de consultoría y asesoría en temas como ciberseguridad, transformación digital, arquitectura empresarial, inteligencia artificial, blockchain, analítica, entre otros.

## The risk management society, RIMS

Organización dedicada a educar, involucrar y defender la comunidad global de los riesgos asociados al desarrollo de los negocios. Esta membresía nos permite acceder a documentos técnicos, estudios, foros en línea y eventos presenciales para apalancar el diseño y la ejecución de planes para el mantenimiento y fortalecimiento del sistema de gestión integral de riesgos y del programa de seguros patrimoniales.

## Colombia inteligente

Red colaborativa conformada por empresas y entidades para la inserción integral y eficiente de las redes inteligentes a la infraestructura del sector eléctrico colombiano, con el propósito de disminuir riesgos y maximizar beneficios. En 2018 lideramos desde XM esta iniciativa, estudiando y desarrollando planes de ruta para el desarrollo sostenible del ecosistema de energía del país.

## Corporación Centro de Investigación y Desarrollo del Sector Eléctrico, CIDET

Organización fundada en 1995 por empresas del sector eléctrico colombiano para trabajar por el desarrollo y competitividad sectorial. Sus esfuerzos se orientan a fortalecer las capacidades de la industria eléctrica para contribuir con su desarrollo, a partir de conocimiento, herramientas tecnológicas y laboratorios especializados. Al ser parte del CIDET aprovechamos varios de sus servicios para el desarrollo de proyectos piloto de inversión que nos permitirán definir el impac-



to en el SIN de nuevas tecnologías.

## Asociación mundial de operadores de mercados de energía y gas, APEX

Facilita el desarrollo y la comunicación de ideas y prácticas en la operación de mercados de electricidad competitivos en el mundo. Una de sus intenciones principales es proporcionar una plataforma para compartir información entre sus miembros, favoreciendo el posicionamiento sectorial, razón por la cual nuestra participación en ella es de gran importancia para el relacionamiento y la gestión empresarial.

## Energy System Integration Group, ESIG

Asociación internacional que aborda temas relacionados con los desafíos técnicos de la integración de múltiples fuentes de energía para permitir sistemas eléctricos más limpios, confiables y asequibles en todo el mundo. Nuestra participación en esta asociación nos permite generar transferencia de conocimiento sobre las tendencias mundiales en los sectores eléctricos de otros países.



## Operar y administrar la energía de los colombianos

### Sumar energías, el propósito que nos mueve

Nuestra motivación para articular esfuerzos en el sector eléctrico colombiano ha estado determinada por la trascendencia de la labor que desempeñamos, entendiendo que cuando entregamos la mejor energía a los colombianos, contribuimos con el desarrollo sostenible del país.

**102-2** Nuestro foco de acción está en la operación de sistemas y mercados y desarrollo de soluciones y servicios de energía innovadores.

Somos parte de una industria en continuo movimiento que nos exige desarrollar nuestras laborales con anticipación y flexibilidad. Sumamos energías para ser un articulador clave en la transición y transformación del sector eléctrico colombiano, con una visión sistémica que nos permita capturar oportunidades para promover el valor sostenible.

Para lograr lo anterior, trabajamos con un equi-

po humano comprometido que sustenta sus actuaciones en los siguientes valores corporativos:

**102-16** **Ética:** carácter moral de nuestros actos en tanto estén encaminados hacia el bien individual o colectivo. Un pensamiento ético genera actitudes y acciones limpias.

**Responsabilidad social:** compromiso con la búsqueda de una mejor calidad de vida para los empleados, sus familias, el medio ambiente y la sociedad en general.

**Innovación:** introducción de aspectos nuevos en la organización y en el servicio que contribuyan al logro de los objetivos.

**Excelencia:** cumplimiento con los estándares de calidad en la prestación de los servicios que lleve a un reconocimiento diferenciador frente a los competidores.

**Transparencia:** actuar de manera clara, permitiendo el entendimiento de nuestras acciones.



# Sumando energías por el desarrollo del país.

Desde 2005 articulamos propósitos, influenciamos cambios positivos y nos anticipamos a los retos de la industria, aunando energías con los demás actores del sector eléctrico.

2005

¡Nacimos!



2006

Participamos de primera subasta de energía del país.



2007

Primer centro de entrenamiento de operadores.  
Nace la Cámara de Riesgo Central de Contraparte - CRCC.



2008

Concretamos primera subasta de energía firme en Colombia.  
Apoyamos memorando de entendimiento Colombia - Panamá para interconexión eléctrica.



2010

Premio ASOCODIS - CNO a la investigación y desarrollo.  
Nace Derivex.



2011

Nace SIER - Sistemas Inteligentes en Red S.A.S. (Sector de tránsito y transporte).



2013

Ganadores premio Andesco - mejor empresa pequeña.  
Certificados Norma ISO/IEC 27001 (Proceso Programar Despacho Económico).  
Primer Foro de Ética.  
Certificados en actividades de auditoría interna - Instituto de Auditores Internos, IIA.



2014

Primera participación en medición de transparencia empresarial - Transparencia por Colombia.



2015

Gestamos acción colectiva de ética del sector.  
Nuevamente ganadores premio Andesco - mejor empresa pequeña.  
Primer reporte de sostenibilidad bajo metodología GRI.





**2016**

Reconocimiento Colciencias: Unidad de investigación, desarrollo tecnológico e innovación.

**2017**

Creación CIGRÉ Colombia.

Primer Foro XM.

Gestores de innovación, proyecto Análisis Geométrico de Sistemas de Potencia, GAPS.

Pioneros uso de garantías electrónicas.

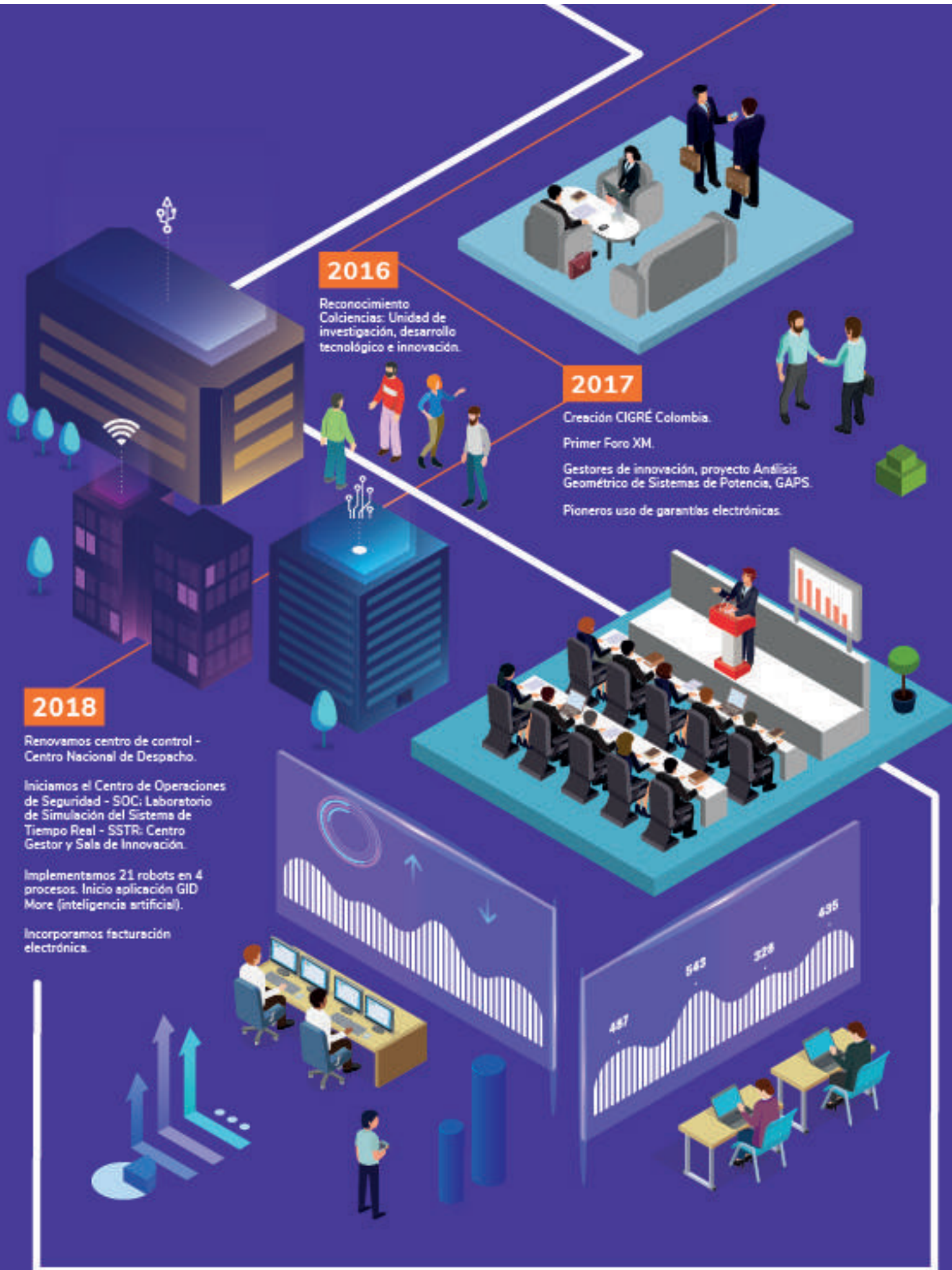
**2018**

Renovamos centro de control - Centro Nacional de Despacho.

Iniciamos el Centro de Operaciones de Seguridad - SOC; Laboratorio de Simulación del Sistema de Tiempo Real - SSTR; Centro Gestor y Sala de Innovación.

Implementamos 21 robots en 4 procesos. Inicio aplicación GID More (inteligencia artificial).

Incorporamos facturación electrónica.

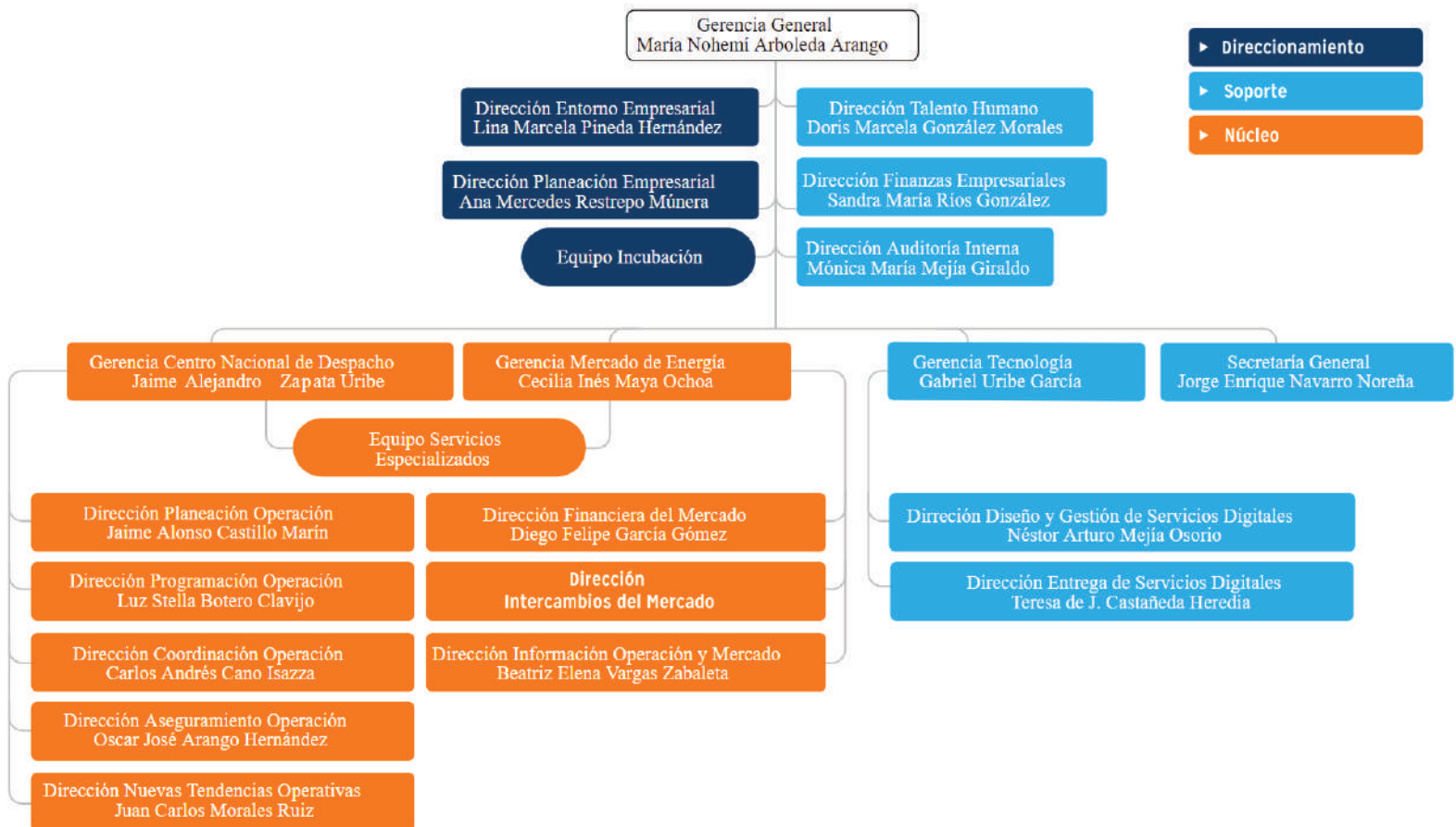


## Estructura organizacional

En el cumplimiento de nuestros objetivos organizacionales, es clave la manera en que estructuramos los procesos de negocio, por eso en 2018, de acuerdo con los nuevos retos estratégicos, identificamos la necesidad de contar con un proceso que integrara las nuevas tendencias desde la planeación hasta la operación del Sistema Interconectado Nacional, razón por la cual creamos de manera temporal la Dirección Nuevas Tendencias Operativas, en la Gerencia Centro Nacional de Despacho, CND.

También creamos la Comisión para el desarrollo de programas y proyectos relacionados con plataformas de operación y mercado que incluyen SAM, ODS, Bus de integración de plataformas, ESB, integración de sistemas legados, migración de datos, gestión de cambio organizacional y BI, temas para los cuales se requiere dedicar recursos en totalidad a dichas responsabilidades y entregar su administración a un único líder.

La estructura organizacional con la que contamos en 2018 fue la siguiente:



## Sectores en los que Sumamos energías

Paralelo a la gestión de sistemas inteligentes en tiempo real, extendimos nuestra experiencia y conocimiento a otros sectores de la economía nacional.

### Sector eléctrico

Planeamos y coordinamos los recursos del SIN. Administramos el SIC, en el MEM y las TIE con Ecuador. Efectuamos la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes del SIN.

### Sector financiero

Administramos sistemas de negociación y registro de futuros de electricidad (Derivex). Mediante la CIICC gestionamos el riesgo de contraparte en transacciones de instrumentos financieros derivados.

### Tránsito y transporte

A través de la filial SIER, operamos el Centro de Control de Tránsito, CCT, en alianza con UNE y con el Consorcio ITS.

## Sectores en los que sumamos energías

A lo largo de estos años de trabajo y compromiso con el desarrollo del país, hemos extendido nuestra experiencia y conocimiento a otros sectores de la economía nacional, siempre bajo la premisa de mantener el protagonismo y la relevancia del negocio que nos dio vida hace 13 años, la gestión de sistemas inteligentes en tiempo real.

En 2018 tuvimos presencia en los siguientes sectores:

### Sector eléctrico

120-6 Desde nuestro rol, planeamos y coordinamos

la operación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional, SIN, administramos el Sistema de Intercambios Comerciales, SIC, en el Mercado de Energía Mayorista, MEM; administramos las Transacciones Internacionales de Electricidad, TIE, con Ecuador, y efectuamos la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes del SIN.

En el SIN garantizamos el equilibrio constante entre la producción y el consumo de energía eléctrica en el país. Basados en la estimación de la demanda de electricidad, operamos de forma coordinada y en tiempo real las plantas de generación y la red eléctrica, logrando así que la producción de las centrales de generación dé respuesta a la demanda de los consumidores de forma económica, confiable, segura y con calidad.

### Sector financiero



Sumamos energías en este sector a través de Derivex y la Cámara de Riesgo Central de Contraparte, CRCC, proporcionando instrumentos de inversión y administración de riesgo, logrando que el MEM cuente con mayor transparencia, seguridad y equidad:

Desde Derivex administramos en Colombia un sistema de negociación y registro de futuros de electricidad, el cual le permite a generadores, comercializadores y consumidores cubrirse frente a la volatilidad del precio en bolsa de la electricidad, con total seguridad frente al riesgo de cumplimiento de su contraparte, gracias a que sus instrumentos se compensan y liquidan a través de la CRCC.

Por otro lado, con la CRCC gestionamos el riesgo de contraparte en las transacciones de instrumentos financieros derivados, constituyéndose en un elemento esencial para el desarrollo de un mercado organizado de derivados energéticos como Derivex.

## Sector tránsito y transporte

En este sector tenemos presencia a través de nuestra filial Sistemas Inteligentes en Red, SIER, desde la cual articulamos esfuerzos para continuar operando el Centro de Control de Tránsito, CCT, en alianza con UNE y con el Consorcio ITS, para la Secretaría de Movilidad de Medellín y la operación del Centro de Monitoreo de Actividades de Transporte, CEMAT, para la Superintendencia de Puertos y Transporte, además del desarrollo de otros proyectos para el sector que permitan mejorar la calidad de vida de los ciudadanos.

## Gobierno corporativo Propiedad y naturaleza jurídica

102-3 En XM somos una empresa de servicios públicos mixta, de orden nacional, constituida el 1° de septiembre de 2005 mediante escritura pública No. 1080 de la Notaría Única de Sabaneta, en virtud de las autorizaciones legales contenidas en el parágrafo 1° del artículo 167 de la Ley 142 de 1994 y en el Decreto 848 del 28 de marzo de 2005, organizada bajo la forma de sociedad anónima. Nos regimos por los estatutos sociales contenidos en la escritura pública No. 486 del 22 de mayo de 2017 de la Notaría 14 de Medellín y nos sometemos al régimen jurídico especial establecido en la Ley 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios), la Ley 143 de (Ley del sector Eléctrico) y, salvo las excepciones señaladas en las mencionadas disposiciones, a las normas del derecho privado. Nuestro domicilio se encuentra en la ciudad de Medellín, Colombia.

102-5

## Estructura de gobierno

102-18 La estructura de gobierno con la que contamos en XM asegura la adecuada toma de decisiones.  
102-22 La dirección, administración y la representación de la sociedad son ejercidas por la Asamblea General de Accionistas, la junta Directiva y la Gerencia General. Cada uno de estos órganos desempeña sus funciones de forma independiente, conforme a las leyes y dentro de las facultades y atribuciones que les confieren los estatutos sociales.

La sociedad, además, cuenta con un revisor fiscal elegido por la Asamblea General de Accionistas para periodos de un año. Los servicios de revisoría fiscal para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019 los presta la firma Ernst & Young S.A.S.



## Asamblea General de Accionistas

Es nuestro máximo órgano social de dirección, lo integran los titulares de las acciones en que se encuentra dividido nuestro capital suscrito, de conformidad con las disposiciones establecidas en la ley y los estatutos sociales. Los accionistas se encuentran inscritos en el libro denominado “Registro de Acciones”, el cual reposa en la sociedad. En la actualidad nuestros accionistas son:

Accionista	No. de Acciones dic. 2018	% de dic. 2018
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. – ISA -	14.789.000	99,73%
Corporación Centro de Investigación y Desarrollo tecnológico del Sector Eléctrico, CIDET	10.000	0,067%
Fondo de Empleados de ISA, FEISA	10.000	0,067%
Financiera de Desarrollo Nacional S.A., FND	10.000	0,067%
Bolsa de Valores de Colombia, BVC	10.000	0,067%

Con corte a 31 de diciembre de 2018, nuestro capital autorizado es de \$20,000,000,000 representados en 20,000,000 de acciones nominativas ordinarias, con valor nominal de \$1,000.00 cada una, de las cuales se suscribieron 14,829,000 acciones.

ordinarias y extraordinarias de la Asamblea, para garantizar el ejercicio de los derechos políticos y económicos de los accionistas.

201-4 Durante el 2018 no se presentaron modificaciones a los porcentajes de participación de los accionistas. Además, el porcentaje de capital público que poseemos en XM, con corte a 31 de diciembre de 2018, es de 61.48%.

En cada reunión presencial de la Asamblea General de Accionistas elegimos un representante de ellos para que presida la reunión. La doctora Luz Amalia Solís Franco fue elegida presidenta de la reunión ordinaria de la Asamblea General de Accionistas del año 2018. Adicionalmente, contamos con un reglamento de la Asamblea, por medio del cual se regula las condiciones para el adecuado funcionamiento de las reuniones



## Junta Directiva

102-24 Es nuestro órgano de administración superior y vela por la sostenibilidad y crecimiento de la empresa. Nuestra Junta Directiva se compone de cinco miembros principales con sus respectivos suplentes, elegidos por la Asamblea General de Accionistas para un período de un año y deben contar con las calidades exigidas en los estatutos sociales. Sus miembros podrán ser reelegidos y libremente removidos. La información sobre las hojas de vida de nuestros miembros de la Junta Directiva es de carácter público y pueden ser consultadas en nuestro sitio web.

Al integrar la Junta Directiva, la Asamblea General de Accionistas debe elegir 3 miembros independientes principales, de los 5 existentes, con sus respectivos suplentes. Nuestros estatutos sociales establecen los criterios para entender que un miembro de Junta tiene el carácter de independiente, los cuales son acatados por la Asamblea. La designación como miembro de Junta Directiva podrá efectuarse a título personal o a un cargo determinado.

En aras de un adecuado desempeño y buscando un equilibrio, complementariedad y diversidad, para la postulación de los aspirantes a conformar la Junta Directiva, se tiene en cuenta que los aspirantes no tengan inhabilidades e incompatibilidades de carácter legal y que cuenten con los conocimientos, experiencia, formación, independencia y disponibilidad requerida para ser parte de este órgano.

102-23 La Junta Directiva elige a su presidente y él es quien debe presidir y dirigir las reuniones ordinarias y extraordinarias, con el soporte del secretario de la Junta Directiva, quien por determinación de los estatutos sociales es el Secretario General de la compañía. Durante el año 2018, el presidente de nuestra Junta Directiva fue el doctor Clemente del Valle Borrález.

Adicionalmente, contamos con un reglamento interno para el funcionamiento de la Junta Directiva por medio del cual se garantiza la adopción de mejores prácticas de gobierno corporativo en relación con las reglas básicas de la organización, su funcionamiento, normas de conducta de sus miembros, entre otros aspectos.

	Titular	Suplente
1	Bernardo Vargas Gibsone Presidente ISA	Sonia Margarita Abuchar Alemán Vicepresidente Jurídico ISA
2	Cristina Arango Olaya	Pedro Felipe Lega Gutiérrez
3	Clemente del Valle Borrález Miembro independiente	Jesús Alonso Botero García Miembro independiente
4	Isaac Dyner Rozenzeu Miembro independiente	Jaime Millán Ángel Miembro independiente
5	Hernando José Gómez Miembro independiente	Martha Clemencia Cediél de Peña Miembro independiente

Nuestra Junta Directiva para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, quedó conformada por los siguientes miembros:

El 2 de noviembre de 2018 recibimos comunicación de la doctora Cristina Arango Olaya, mediante la cual presentó renuncia al cargo de miembro principal del segundo renglón de nuestra Junta Directiva. Su dimisión fue debidamente aceptada por la Asamblea General de Accionistas en reunión extraordinaria del 18 de diciembre de 2018.

## 102-26 Funciones de la Junta Directiva

102-27 De la gestión desarrollada por nuestra Junta Directiva en 2018, destacamos las siguientes acciones:

- Discusión de temas de tendencias o tecnologías que puedan tener impactos y oportunidades importantes para la compañía, con sesiones especiales con énfasis en discusiones estratégicas. Dentro de las medidas adoptadas para desarrollar y potenciar el conocimiento colectivo del máximo órgano de gobierno en temas económicos, ambientales y sociales, se encuentra el énfasis de dedicación de tiempo de las Juntas Directivas, a las discusiones estratégicas.
- Seguimiento a la implementación de la estrategia de la empresa, identificando las principales tendencias y variables que impactan el modelo de negocio actual y la identificación de oportunidades.
- Seguimiento al Plan Tecnológico con el que apalancamos el crecimiento y desarrollo estratégico de la compañía, generando los elementos necesarios para abordar la transformación digital de cada uno de los negocios.

- Revisión y aprobación del Plan estratégico de comunicaciones. También se atendieron como informativos el plan de relacionamiento y sostenibilidad con el fin de agregar valor a la empresa y a los grupos de interés.
- Análisis del entorno que impacta la operación de la empresa. En este punto se resalta el análisis en relación con la operación de sistemas con inserción de energías renovables no convencionales y los recursos de generación distribuidos.
- Seguimiento al plan de trabajo aprobado para desarrollar una estrategia de ciberseguridad activa en nuestra compañía, con el fin de fomentar el desarrollo de un programa integral que permita fortalecer la seguridad de la información mediante iniciativas en procesos, personas y tecnologías que faciliten la gestión proactiva ante el riesgo cibernético y la preparación de la empresa para dar respuesta ante ciberataques.
- Análisis de contingencias judiciales y fallos del Consejo de Estado y de Tribunales Administrativos con impacto para la compañía.

## Conflicto de interés

- 102-25 Al inicio de cada sesión de nuestra Junta Directiva y de sus comités, el presidente de la reunión da lectura al orden del día y una vez aprobado, pregunta si algún miembro de Junta considera que puede tener una situación de conflicto de interés en relación con los temas a tratar. No declarándose conflicto alguno, se deja constancia expresa en el acta respectiva. En el caso de que exista una situación de eventual conflicto de interés, los miembros de Junta Directiva que así lo declaren, deben retirarse temporalmente de la reunión, dejando que los demás se encarguen de la deliberación y decisión del tema. De lo anterior, se deja constancia en

el acta de la respectiva reunión.

Adicionalmente, la Junta Directiva expidió el Acuerdo No. 38 de julio 26 de 2017, “por el cual se establece el procedimiento para la gestión de conflictos de interés de los administradores de XM Compañía de expertos en mercados S.A. E.S.P.”, en el mencionado Acuerdo buscamos establecer los procedimientos para el conocimiento, administración y resolución de situaciones de conflicto de interés que puedan afectar a la Junta Directiva, el gerente general, los gerentes de área y/o directores de nuestra compañía, con el fin de asegurar la transparencia, objetividad e independencia en la toma de decisiones y en el ejercicio de sus funciones.

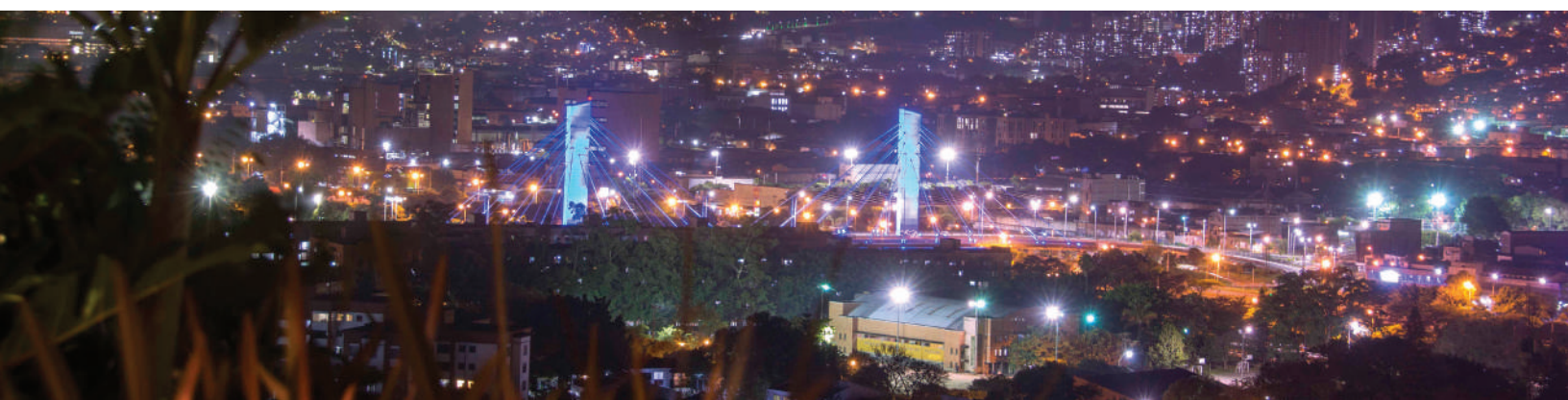
Respecto a la relación con Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., ISA, en el Acuerdo de Junta Directiva citado se establece un procedimiento especial para gestionar los conflictos de interés de los miembros de Junta Directiva pertenecientes a ISA. Así mismo, en cada reunión ordinaria de la Asamblea de Accionistas la administración presenta, en aplicación a lo prescrito en el artículo 29 de la Ley 222 de 1995, un informe especial sobre las relaciones económicas existentes durante el año anterior entre XM en su calidad de entidad controlada por ISA, matriz del grupo ISA.

## 102-28 Evaluación del desempeño del máximo órgano de gobierno

Nuestros estatutos sociales determinan que la Junta Directiva tiene la facultad de establecer sus propios mecanismos de autoevaluación. Para el efecto, anualmente realizamos la autoevaluación para medir su eficacia como órgano colegiado. Acogiendo las recomendaciones de las mejores prácticas en esta materia, en 2018 se aplicó una autoevaluación de tipo cualitativo, en la cual, se abordaron cuatro dimensiones:

- Estructura / Gobierno: comprende los componentes de composición, funciones de la Junta Directiva, reuniones y comités.
- Coordinación: comprende los componentes de información y comunicaciones.
- Interacción: comprende los componentes de interacción.
- Enfoque en lo estratégico: comprende los componentes de agenda, discusiones/toma de decisiones y metas estratégicas.

En la autoevaluación se consulta a cada uno de los miembros de Junta Directiva sobre cuales temas considera que debe centrar su gestión este órgano de gobierno en el próximo periodo y qué aspectos debe mejorar la administración para facilitar el funcionamiento





to de la Junta Directiva. Dicha información permite retroalimentar a la gerencia general y a los demás directivos de XM, en aras de mejorar la gestión de la Junta Directiva durante el siguiente periodo.

Así mismo, nuestra Junta Directiva evalúa anualmente la gestión de la gerencia general, con el objetivo de destacar sus resultados en el periodo anterior y de proponer aspectos a mejorar que generan valor agregado en su gestión.

### Comités de Junta Directiva

Para atender de forma integral sus responsabilidades, nuestra Junta Directiva cuenta con dos comités de carácter permanente, integrados por miembros del mismo órgano y que tienen como función primordial analizar en mayor detalle, con la administración o con asesores externos, asuntos sobre los cuales la Junta Directiva quiere contar con un análisis previo, antes de someter el asunto a discusión o aprobación. Esos comités son:

#### Comité de auditoría

Es el máximo órgano de control en la empresa y se encarga de la vigilancia de la gestión y efectividad del Sistema de Control Interno.

La señora Martha Cediél de Peña y los señores Jesús Alonso Botero García, Isaac Dyner y Carlos Ignacio Mesa Medina, fueron designados por la Junta Directiva como miembros del comité de auditoría. Los tres primeros son miembros de Junta Directiva y el último es el Vicepresidente de Auditoría Corporativa de ISA. En cumplimiento de estándares internacionales, se resalta que los miembros del comité de auditoría en conjunto cuentan con competencias complementarias en temas legales, financieros, técnicos, de riesgos y de auditoría.

### Comité de Junta y Gobierno Corporativo

Se encarga de apoyar la gestión que realiza nuestra Junta Directiva sobre el buen gobierno y la sostenibilidad de la empresa. Además, acompaña y hace seguimiento a la administración en los asuntos que se sometan a su consideración. Sus principales funciones son el análisis y recomendaciones para la gestión de riesgos, sistemas para la adopción y seguimiento y mejora de las prácticas de gobierno corporativo; estudia y analiza las políticas de remuneración en la compañía y presta apoyo al desarrollo de políticas de personal. También se encarga de recomendar métodos y sistemas para la evaluación del gerente general, los directivos y administradores de la compañía y analiza y monitorea los negocios e inversiones que se decidan realizar. Así mismo, apoya en el análisis de temas financieros de la empresa.

Este comité tiene la cláusula general de competencia para conocer cualquier asunto que no esté asignado específicamente a un comité de la Junta Directiva o un comité ad-hoc que se cree para un tema específico.

Los miembros del comité de Junta son los señores Bernardo Vargas Gibsone, Clemente del Valle Borráz y Hernando José Gómez. Las principales actividades realizadas por el Comité de Junta y Gobierno Corporativo en 2018 fueron:

- Análisis de la evolución del perfil de riesgos de XM para el período 2018-2019.
- Análisis de eventos críticos y análisis de riesgo reputacional.
- Seguimiento a la innovación en la compañía.

## Gerencia general

Dirige y administra la empresa, además ejecuta y hace ejecutar todas las operaciones y actividades comprendidas dentro del objeto social. También le corresponde llevar la representación legal de la sociedad. El gerente general es elegido por la Junta Directiva atendiendo a criterios de idoneidad, conocimiento, experiencia y liderazgo, que están detallados en los estatutos sociales como requisitos mínimos que debe reunir para ser elegido. El gerente general no puede ser miembro de la Junta Directiva.

102-32 En asocio con la Junta Directiva, la gerencia general es la encargada de presentar a la Asamblea General de Accionistas y nuestros demás grupos de interés, un documento sobre la forma como ha llevado a cabo su gestión en la compañía, con vigencia anual, razón por la cual elabora un informe de gestión que somete a la aprobación de la Junta Directiva. El paso siguiente es su presentación en la Asamblea Ordinaria de Accionistas y su final publicación en el sitio web de XM.

Como apoyo a la gerencia general existen algunos comités que acompañan su labor estratégica:

### Comité de Gerencia

Es nuestro máximo órgano rector interno. Revisa los asuntos de interés institucional que puedan impactar a la organización, recomienda y revisa políticas corporativas, direcciona la estrategia de la empresa y revisa y gestiona asuntos relevantes para habilitar el desarrollo empresarial. Además, define y asegura el mapa de procesos que se asocian al núcleo, la tecnología, el cumplimiento de las responsabilidades legales y las escogencias orientadas al desarrollo del negocio.

## Comités de trabajo

Para el desarrollo de nuestras actividades, contamos con comités de trabajo, entre los cuales se destacan:

- Comité de Ética
- Comité Regulatorio
- Comité de Incubación
- Comité Directivo del BCP
- Comité de Crisis
- Comité Sistema de Gestión
- Comité de Ejecución de Garantías
- Comité de Conciliación
- Comité de Contratación
- Comité de Convivencia Laboral y Reglamento
- Comité Paritario de Seguridad y Salud en el Trabajo, COPASST

## Delegación de autoridad

102-19 Nuestros estatutos sociales contemplan y regulan la posibilidad de que los tres órganos sociales deleguen las facultades que les fueron otorgadas en los mismos estatutos, en los siguientes términos:

- La Asamblea General de Accionistas puede delegar en la Junta Directiva o la Gerencia General cualquier facultad de las que estatutariamente se reservó, siempre que por su naturaleza sean delegables.

- La Junta Directiva puede delegar en el gerente general, cuando lo juzgue oportuno, algunas de las funciones a su cargo determinadas en los estatutos, siempre que por su naturaleza sean delegables.
- El gerente general, de conformidad con los estatutos sociales, puede delegar en empleados que desempeñen cargos de nivel directivo y en los que cumplan el rol de coordinador de equipo la celebración de contratos de acuerdo con el reglamento de contratación expedido por nuestra Junta Directiva, así como desconcentrar la ordenación de gastos y autorización de pagos. De la misma manera puede delegar otras atribuciones, siempre y cuando cuente con la autorización previa de la Junta Directiva.

Siempre que el gerente general vaya a delegar una o varias facultades en un empleado de la compañía, se elabora y suscribe el poder respectivo por el empleado y el gerente general.

### Comunicación de preocupaciones críticas

- 102-33 En cada reunión de nuestra Junta Directiva, la gerencia general cuenta con un espacio para informar sobre sucesos relevantes que, por su carácter de imprevisibles y sobrevinientes, hacen que se requiera comunicar de forma inmediata.

### Remuneración

- 102-35 Cada uno de los miembros de nuestra Junta Directiva recibe una remuneración fijada por la Asamblea General de Accionistas, por asistencia a las reuniones de Junta y a los comités de Junta Directiva. En la actualidad la remuneración por asistencia a cada reunión es de cuatro salarios mínimos legales mensuales vigentes por sesión que fueron definidos en la Asamblea General número 30 del 21 de marzo de 2018.

De igual forma, la Junta Directiva es la encargada de determinar el valor del salario de quien desempeña el rol de gerente general.







## Marco estratégico

### Nuestra estrategia

102-15 En XM consideramos que la estrategia empresarial es el resultado de una construcción colectiva y de un diálogo informado entre la administración y la Junta Directiva, que toma lineamientos corporativos y que consulta la realidad del entorno en sus distintas dimensiones. Dicho diálogo lo realizamos mediante talleres y sesiones en los cuales profundizamos sobre las características e impactos de las principales variables que tienen influencia en nuestro negocio y que pudieran afectarnos en el mediano y largo plazo. El resultado de esa suma de energías nos definió unos objetivos estratégicos como aspiración enmarcada en los retos generales corporativos, los lineamientos para el ajuste de los instrumentos de gestión y el desarrollo de las iniciativas y proyectos.

En 2018, realizamos un análisis a profundidad de las tendencias y variables que impactarán el negocio en los próximos años. Para nosotros es claro que el mundo enfrenta cambios muy importantes por cuenta

de factores como la descarbonización y el desarrollo de la llamada cuarta revolución industrial. La industria eléctrica también se ve enfrentada a cambios debido a esos factores globales, que se reflejan en la introducción de nuevas tecnologías, nuevos elementos en los sistemas y nuevos modelos de negocio. Los diversos ejercicios estratégicos que realizamos el año pasado, tomaron en cuenta todos estos elementos, y dieron como resultado una estrategia con visión de largo plazo, alineada con los intereses corporativos y que comenzará a materializarse en 2019.

Para 2018 contamos con un cuadro de gestión integral que nos permitió realizar seguimiento al cumplimiento de los objetivos estratégicos en las 4 perspectivas: financiera, clientes y mercado, productividad y eficiencia, y aprendizaje y desarrollo.

## Perspectivas

En XM reconocemos que la industria eléctrica está experimentando una transición importante, debido a factores exógenos y mundiales como son la descarbonización, la digitalización y la electrificación masiva de muchas actividades económicas. Estos factores han motivado la penetración acelerada de nuevas tecnologías como las fuentes renovables no convencionales, el almacenamiento a gran escala y los recursos energéticos distribuidos. Se prevé además que los mercados eléctricos evolucionen a hacia plataformas más incluyentes y participativas, digitales, dinámicas y muy cercanas al tiempo real.

Tal como ha venido sucediendo, continuará la creciente incorporación de recursos de generación con fuentes renovables no convencionales, recursos energéticos distribuidos, y en general, nuevas formas de compra - venta de electricidad. La dinámica de los mercados, de la mano de las modificaciones regulatorias, se acelerará mediante la participación de empresas de sectores no tradicionales que están identificando al sector energético como un campo atractivo para la realización de negocios y creación de valor.

Consistentes con lo anterior, desde hace varios años venimos trabajando en determinar la manera más adecuada de enfrentar esta transición, buscando mantener altos estándares de calidad en la prestación del servicio de operar y administrar el mercado de energía, mediante la incorporación de nuevas y mejores tecnologías y prácticas.

En XM hemos definido una estrategia alineada con los objetivos corporativos y que se enfoca en temas esenciales como la excelencia operativa, la innovación, la transformación digital y el impacto social del negocio. Todo lo anterior,

apalancado en un grupo humano comprometido, habilitado en las competencias requeridas y de la mano de aliados claves para el crecimiento y desarrollo.

Los años venideros nos exigirán la vigilancia permanente de la aceleración de los cambios del entorno y la rápida toma de decisiones para adaptarnos a estos escenarios. Se avistan retos importantes como la armonización de los mercados mayorista y minorista, la ciberseguridad, la incorporación de nuevos actores y el crecimiento en el volumen de las operaciones, con nuevos elementos digitales y de analítica avanzada.

Estos desafíos significan grandes oportunidades y esfuerzos que retarán nuestras capacidades de adaptación y apropiación de conocimiento, temas que tienen un sitio en la agenda táctica para los próximos años y que viabilizarán el logro de nuestros objetivos.

## Gobernanza de la sostenibilidad

102-20 En XM entendemos la relevancia del rol que desempeñamos en el sector eléctrico colombiano y nuestra contribución en el avance del país hacia un mejor futuro, por eso promovemos el desarrollo sostenible de los colombianos quienes requieren de la mejor energía: confiable, eficiente, competitiva y más limpia.

En esa apuesta la nuestra gobernanza de la sostenibilidad es clave, hace parte integral de nuestra visión y la entendemos como un enfoque de negocios que nos permite gestionar de manera responsable, transparente y ética, las oportunidades, impactos y riesgos económicos, ambientales y sociales, con el propósito de crear valor sostenible para nuestros grupos de interés, asumiendo com-

promisos que trascienden de lo obligatorio a lo voluntario.

Nos regimos por estándares corporativos, sectoriales y globales, como ISO26000 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible, ODS, que nos dan línea en la gestión de los diferentes asuntos con nuestros grupos de interés. Cuando pensamos en la sostenibilidad de XM, pensamos también en la sostenibilidad de un país con el que sumamos energías todos los días.

## Relacionamiento con grupos de interés

El relacionamiento con los grupos de interés es parte integral de nuestro enfoque de negocios, está vinculado con la estrategia de la empresa y sirve de hoja de ruta para la construcción e implementación de los planes que soporten el cumplimiento de los objetivos organizacionales.

102-40 Desde la estrategia definimos como nuestros grupos de interés a los siguientes porque son ellos quienes pueden verse impactados por el desarrollo de nuestra labor o, con sus acciones, decisiones y percepciones tienen injerencia en el cumplimiento de los propósitos organizacionales:

- Gremios y asociaciones: agrupación de personas y entidades que trabajan por objetivos comunes.
- Filiales de ISA y XM: empresas que son parte del Grupo ISA y de XM en diferentes segmentos del negocio y están ubicadas en diferentes territorios nacionales e internacionales.
- Academia: instituciones que generan conocimiento y pueden influir en la opinión pública

- Junta Directiva y accionistas: proveen los recursos financieros y toman decisiones de alto nivel para el funcionamiento de la compañía.
- Proveedores y aliados: personas y empresas que nos prestan bienes y servicios que facilitan el desarrollo de la labor de la compañía y/o con quienes se suman energías para trabajar por propósitos comunes.
- Clientes: personas, empresas o instituciones a quienes prestamos nuestros servicios o que hacen uso de ellos.
- Empleados: equipo humano vinculado con la compañía que permite el logro de los objetivos organizacionales.
- Estado: conjunto de entidades del orden local, regional y nacional, de carácter público, que establecen políticas públicas que definen las reglas de juego para la operación del negocio.
- Medios de comunicación y líderes de opinión: Influenciadores de la opinión pública. personas o grupos con influencia en la opinión pública.

Para ser más efectivos en nuestra gestión con los grupos de interés necesitamos conocerlos, entender las posiciones desde las cuales están situados frente a la compañía, sus expectativas, intereses y maneras de relacionarse, por eso los hemos clasificado para generar valor sostenible, a través del diálogo permanente, la construcción de confianza y las relaciones gana-gana.

Con el objetivo de priorizar la gestión del relacionamiento de manera más estratégica y pertinente, en 2018 concentramos mayores esfuerzos en la atención de las necesidades y expectativas de 4 de ellos: clientes, empleados, Estado, y medios de comunicación y líderes de opinión.



Canales de comunicación con nuestros grupos de interés				
Medio	Grupo de interés	Estadísticas		
		2018	2017	2016
Línea telefónica de atención de clientes	Clientes	11,482 llamadas atendidas	11,000 llamadas atendidas	17,792 llamadas atendidas
Buzón de atención a clientes	Clientes	26,663 correos recibidos 9,841 correos enviados	55,979 correos recibidos 60,850 correos enviados	24,809 correos recibidos 12,448 correos enviados
Chat atención a clientes	Clientes	655 chats gestionados	591 chats gestionados	90 chats gestionados
Boletines	Empleados- Clientes - Proveedores	Número de ediciones año La nota naranja (empleados): 43 En movimiento (clientes):12 Doble vía (proveedores): 4	Número de ediciones año La nota naranja 51 En movimiento:12 Doble vía:4	Número de ediciones año La nota naranja 12 En movimiento:12 Doble vía:4
Intranet	Empleados	305,537 visitas	351,649 visitas	358,689 visitas
Página web	Cliente -Estado - Accionistas- Proveedores Periodistas	2 millones de visitas	1,8 millones de visitas	2,3 millones de visitas
Twitter corporativo	Clientes - Estado	953 nuevos seguidores 1,629 trinos	727 nuevos seguidores 2,368 trinos	1,250 nuevos seguidores 2,141 trinos
Centro documental	Clientes - Estado - Empleados - Proveedores - Periodistas	Comunicaciones recibidas: 25,097 Comunicaciones enviadas: 28,526	Comunicaciones recibidas: 25,096 Comunicaciones enviadas 27,954	Comunicacion es recibidas: 31,807 Comunicacion es enviadas 40,668

Durante todo el año facilitamos la disponibilidad de canales de comunicación constantes con nuestros grupos de interés que nos facilitaron una interacción permanente con ellos:

418-1 Durante el 2018 no se identificó ninguna reclamación fundamentada relativa a violaciones de la privacidad o pérdida de datos de los clientes.

## Análisis de materialidad y temas

102-4  
102-46  
102-47 Crear valor sostenible para nuestros grupos de interés es una de las premisas que dirige nuestras actuaciones, allí toman relevancia los ejercicios de materialidad que desarrollamos para conocer los temas relacionados con nuestra gestión y su impacto en términos económicos, sociales y ambientales que son de mayor trascendencia e importancia para ellos.

Los ejercicios de materialidad, además de responder a los intereses y expectativas de nuestros grupos de interés, nos ayudan a orientar actuaciones y priorizar gestiones en favor de la estrategia corporativa. En ese sentido, en el año 2018 realizamos una serie de ejercicios para conocer los temas más relevantes para nuestros grupos de interés priorizados: clientes, empleados, Estado, y medios de comunicación y líderes de opinión, a través del desarrollo de herramientas de recolección de información que nos permitieron contar con insumos valiosos para definir nuestra materialidad.

En el desarrollo de este reporte integral hemos aplicado los “principios para definir los contenidos del informe” definidos por GRI como la inclusión de los grupos de interés, el contexto de sostenibilidad, la materialidad y la exhaustividad.

A la luz de los resultados arrojados por esas consultas, cruzamos la información con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, ODS, definiendo siete temas materiales que abordamos en este reporte, tres menos que en el informe Integral de gestión sostenible 2017 ya que fusionamos los temas Investigación, desarrollo e innovación con Calidad y oportunidad en el desarrollo de proyectos, para crear Investigación, innovación y desarrollo de proyectos. Cambiamos el tema Relacionamiento institucional, presente en el informe de 2017, por Creación de valor sostenible, al considerarlo más abarcador y holístico. Finalmente eliminamos el tema Satisfacción del cliente/usuario porque es inherente al desarrollo de nuestro trabajo.

¿Cuál es el tema material?	¿Para quiénes es relevante?	¿Con qué ODS está alineado?
<b>Creación de valor sostenible</b>	Estado Empleados Clientes Medios de comunicación y líderes de opinión	
<b>Servicio confiable, eficiente, competitivo y más limpio</b>	Estado Clientes Medios de comunicación y líderes de opinión	
<b>Ética, integridad y transparencia</b>	Estado Empleados Clientes Medios de comunicación y líderes de opinión	
<b>Investigación, innovación y desarrollo de proyectos</b>	Estado Clientes	
<b>Ciberseguridad</b>	Clientes	
<b>Cumplimiento legal y regulatorio</b>	Estado Clientes	
<b>Administración de riesgos y crisis</b>	Estado Clientes	





## Creación de valor sostenible

El valor sostenible es un concepto que va más allá del abordaje clásico de crecimiento con rentabilidad, ya que involucra una dimensión más trascendente, por cuanto reconoce la responsabilidad del negocio en garantizar impactos positivos en el medio ambiente y en la sociedad. En nuestro caso, no tomar en cuenta estos componentes podría afectar el negocio mismo y dejar de contribuir a la preservación de las condiciones de vida favorables para los colombianos a quienes entregamos la mejor energía.

Consideramos que este asunto material se ve reflejado en toda la sociedad colombiana, ya que dentro de nuestra función principal realizamos la operación del mercado de energía propendiendo por el abastecimiento eléctrico de toda la población en condiciones de seguridad, confiabilidad y economía, todo lo anterior preservando un equilibrio social y ambiental, por eso gestionamos la creación de valor sostenible desarrollando nuestra función misional con altos estándares de excelencia, rigurosidad técnica, capacitando y entrenando de manera

continua al personal en temas técnicos y habilitadores, y realizando un ejercicio estratégico y prospectivo que nos permita anticiparnos para tomar las mejores decisiones.

En XM generamos valor sostenible compartiendo conocimiento con la Academia a través del desarrollo de visitas de estudiantes a nuestras instalaciones, su participación en algunos de los talleres que desarrollamos sobre asuntos generales del SIN y el MEM, y participando en mesas de trabajo con las universidades.

En nuestro compromiso con el ambiente, realizamos la medición de la huella de carbono del sector eléctrico, lo cual permite dar señales a los desarrolladores de políticas y demás actores interesados, para que lleven a cabo planes que permitan la disminución de los impactos propios y su participación en el desarrollo de iniciativas que propendan por la mitigación y adaptación frente al cambio climático.

De manera permanente presentamos iniciativas al gobierno nacional, a los entes de regulación y a los comités asesores, buscando que el sistema



eléctrico colombiano sea más resiliente y eficiente como resultado de un mejor uso de las fuentes de energía y el desarrollo de un mercado que se ajuste permanentemente a las nuevas necesidades. Así mismo, apalancamos nuestras labores del día a día en la tecnología para mejorar la experiencia de nuestros clientes, de tal manera que cuenten con información de primera mano que favorezca el desarrollo de sus tareas y la toma de decisiones.

Gestionar los riesgos y oportunidades de este tema material afirma nuestro compromiso con el desarrollo del país y de los colombianos, además nos permite consolidar nuestra apuesta de sumar energías de la mano con los demás actores del ecosistema de energía para alcanzar un sector que no solo cuenta con estándares de talla mundial que favorecen su operación, sino que también desarrolla iniciativas para convertirse en una industria carbono neutral.

Para hacer seguimiento y control a este asunto material, en XM disponemos de un conjunto de métricas para la evaluación permanente de iniciativas, proyectos y planes tácticos, los cuales son llevados ante distintos foros de debate y seguimiento. Estos indicadores están completamente alineados con las dimensiones de valor que se ven reflejadas en objetivos estratégicos, que también son monitoreados todo el tiempo.



## Valor económico directo generado y distribuido

201-1 Sumamos energías para alcanzar un crecimiento rentable y sostenible que nos permitió entregar valor económico directo generado y distribuido para nuestros grupos de interés. En el desempeño económico destacamos las cifras y datos que logramos como resultado de nuestra gestión en la apuesta por entregar la mejor energía a los colombianos.

Concepto	2018
Valor Económico Generado	144,801
Ventas y otros ingresos operacionales	137,847
Ingresos financieros	6,851
Resultados por enajenación de inmovilizado	
Otros ingresos no operacionales	103
Valor Económico Distribuido	137,753
Costos operacionales (compras, formación y otros gastos de explotación como inversiones no estratégicas, regalías, equipos de protección personal, etc.)	51,574
Salarios, prestaciones sociales y otros beneficios (salarios, contribuciones a pensiones, seguros, indemnizaciones, otros pagos al gobierno en nombre de los empleados), entre otros (excepto formación)	47,127
Administraciones Públicas: Tributos devengados en el ejercicio y recogidos como gasto en los estados financieros consolidados, incluyendo el Impuesto sobre Sociedades y los Impuestos Especiales	32,994
Colombia	32,565
Perú	242
Bolivia	14
República Dominicana	129
Chile	44
Dividendos a los accionistas (proyecto de distribución de utilidades)	6,058
Recursos destinados a la comunidad	
Valor económico retenido	7,048

Cifras expresadas en millones de pesos



## Resultados de filiales e inversiones en otras sociedades

### Nuevos negocios, filiales e inversiones



**49.95%**  
Nuestra participación

**747,42 GWh**  
Transados en contratos mensuales



SISTEMAS INTELIGENTES EN RED

Altra empresa SA

**85%**  
Nuestra participación

Desarrollamos APPIMOTION y D33PTRACKER



**8.13%**  
Nuestra participación

**21%**  
Crecimiento frente a 2017

### Derivex y Cámara de Riesgo Central de Contraparte, CRCC

Estamos presentes en el sector financiero, como asociado de Derivex, con el 49.95% de participación y en la Cámara de Riesgo Central de Contraparte, CRCC, como instrumento financiero en el cual tenemos el 8.13% de las acciones.

Al 31 de diciembre de 2018, contamos en Derivex con seis miembros financieros que se desempeñaron como intermediarios para la realización de las negociaciones. Desde su lanzamiento en 2010 hasta el 31 de diciembre de 2018, se hemos transado 747,42 GWh, entre contratos de futuros mensuales de 360.000 kWh-mes y contratos de 10.000 kWh-mes.



Por su parte, a través de la Cámara de Riesgo Central de Contraparte, CRCC, en el año 2018 el volumen diario de operaciones alcanzó \$8,5 billones, presentando un crecimiento del 21% con respecto al 2017. Para finales de año, la Cámara administró el riesgo de contraparte de una posición abierta de \$98 billones, presentando un incremento del 14% frente al cierre del año anterior. Adicionalmente, en ese año la Cámara lanzó 2 productos: segmento swaps OIS e IRS hasta 15 años y opciones estandarizadas de TRM.

Los resultados positivos demuestran el interés del mercado por realizar sus transacciones a través de la Cámara por las condiciones de seguridad, liquidez, transparencia y gestión del riesgo financiero que ofrece.

## Sistemas Inteligentes en Red, SIER

En SIER, donde contamos con una participación del 85%, el año anterior alcanzamos ingresos operativos por \$17.541 millones de pesos, un EBITDA de \$8.121 millones de pesos y una utilidad neta de \$4.234 millones de pesos.

A través de esta filial, como participante del programa de Landing Empresarial del complejo Ruta

N, aprovechamos la generación de nuevas ideas, el intercambio de conocimientos y experiencias, accediendo al ecosistema de innovación, lo que nos posibilitó el desarrollo de dos nuevos productos APPIMOTION y D33PTRACKER que ya están en etapa comercial.

De igual manera, continuamos con la operación del Centro de Control de Tránsito, CCT, en alianza con UNE y el Consorcio ITS, para la Secretaría de Movilidad de Medellín y la operación del Centro de Monitoreo de Actividades de Transporte, CEMAT, para la Superintendencia de Puertos y Transporte. También se desarrollamos para la Empresa de Desarrollo Urbano de Medellín los estudios de movilidad para 20 tramos de ciclo-ruta en la ciudad y para el Área Metropolitana del Valle de Aburrá el estudio de movilidad para la Glorieta de Bulerías.

Por último, en línea con el programa Conexión Jaguar, compensamos a través de SIER 310 toneladas de gases de efecto invernadero correspondientes al impacto generado sobre el medio ambiente en 2017.

## Confiable del servicio

En calidad de prestador de los servicios del Centro Nacional de Despacho, CND, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, y el Liquidador y Administrador de Cuentas, LAC, como lo indica la CREG en la resolución 174 de 2013 ratificada por la resolución CREG 100 de 2015, en XM debemos cumplir con los indicadores de calidad del desempeño.

Como resultado de la suma de energías entre los diferentes equipos de trabajo de la compañía, quienes desarrollaron una rigurosa gestión y seguimiento, durante el 2018 cumplimos con todos los indicadores de calidad:

Indicadores Resolución CREG 100 de 2015								
AÑO 2018								
Indicador	Reporte	Meta	T-1	T-2	T-3	T-4	AÑO	
1	Calidad de los enlaces de comunicación del CND con los CRC	Trimestral	97%	99.38%	99.38%	99.61%	99.67%	
2	Nivel de tensión del sistema	Trimestral	5	0	0	1	1	
3	Frecuencia del sistema	Anual	3	0	0	0	0	0
4	Publicación del despacho diario	Trimestral	3	0	0	0	0	
5	Registro de fronteras comerciales y contratos de largo plazo	Trimestral	0	0	0	0	0	
6	Liquidación y facturación de transacciones en el MEM	Trimestral	0	0	0	0	0	
7	Liquidación y facturación de cargos por uso	Trimestral	0	0	0	0	0	
8	Implementación de la regulación	Anual	0	0	0	0	0	0
9	Requerimientos de información	Trimestral	100%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	
10	Aprobación de garantías	Trimestral	100%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	
11	Entrega de informes sobre eventos en el STN y STR	Trimestral	100%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	

## Fortalecimiento de la cadena productiva

### Metodología de abastecimiento estratégico

102-9 Partiendo de la Política Corporativa de Abastecimiento, en XM nos comprometimos en adoptar un modelo de abastecimiento estratégico el cual tiene como propósito desarrollar procesos de abastecimiento de bienes y servicios que incorporen criterios de eficiencia, competitividad, calidad y costo, promoviendo dentro de los proveedores, los principios y prácticas de sostenibilidad.

En 2018 contratamos bienes y servicios relacionados con consultorías en tecnologías especializadas, en mercados de energía, en tecnologías de la información, administrativas y jurídicas; audito-



rías especializadas, internas y externas; desarrollo de software; licenciamiento y suscripciones de software; soporte y mantenimiento tecnológico; obras civiles menores; outsourcing administrativo y operativo; seguros y suministros generales administrativos.

Nuestro proceso de abastecimiento da cuenta de su madurez en lo relacionado con estrategias de

## Fortalecimiento de la cadena productiva

El nuevo modelo de ingresos permitió diversificar el concepto de los ingresos de la compañía

### Metodología de abastecimiento estratégico

Desarrollamos procesos de abastecimiento de bienes y servicios, promoviendo dentro de los proveedores los principios y prácticas de sostenibilidad.

#### 00 Modelo Aprovisionamiento

##### ¿Qué compro?

Plan de las filiales

- 1 +
- 2 +
- 3 +
- 4 +
- 5 +

Plan de compras consolidado

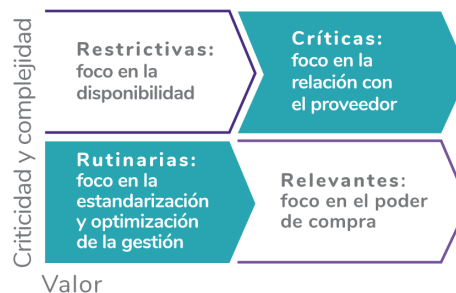
##### ¿Quién compra?

Las compras son segmentadas a partir de un listado homologado de categorías para ISA y sus empresas.



##### ¿Con qué profundidad realizo el análisis de las categorías?

Se establece un foco específico de abordaje de las categorías.



##### Proceso habilitadores para asegurar el éxito del aprovisionamiento



ha permitido su reconocimiento como un socio estratégico en el gerenciamiento de costos y como proveedor de soluciones innovadoras de abastecimiento.

A partir de las iniciativas estratégicas que hemos implementado acerca del modelo, en XM llevamos

a cabo el año pasado un plan de sensibilización y socialización del rol de administrador de contratos, buscando que las personas que lo desempeñan reconozcan la importancia de su gestión. De igual forma desarrollamos el evento anual de proveedores, para promover la participación y el desarrollo en términos de conocimiento, innovación, transparencia y liderazgo para la creación de valor compartido, buscando el logro de los objetivos comunes para garantizar el éxito del aprovisionamiento.

102-11 De otro lado, el tratamiento de los riesgos en la cadena de aprovisionamiento se encuentra alineado con el principio o enfoque de precaución aplicado en la gestión de riesgos de XM, con el que buscamos la protección de los recursos empresariales, la continuidad y sostenibilidad del negocio, motivo por el cual a partir de la obtención de alertas tempranas logramos avances significativos en la cadena de aprovisionamiento, permitiendo una gestión proactiva para el logro de indicadores claves de cumplimiento, calidad y costos.

Dentro de los mecanismos de seguimiento contamos también con instrumentos que propician las relaciones de transparencia y la prevención del fraude en los procesos de abastecimiento como el acuerdo de contratación, las directrices e instrucciones sobre contratación, el Código de Ética, la Línea Ética, el Código Antifraude y el Sistema de Administración del Riesgo de Lavado de Activos y la Financiación del Terrorismo, SARLAFT, los cuales contribuyen a evitar desviaciones e incumplimientos en temas laborales, de seguridad y salud en el trabajo y los relacionados con la gestión socio ambiental.

## Gestión contractual

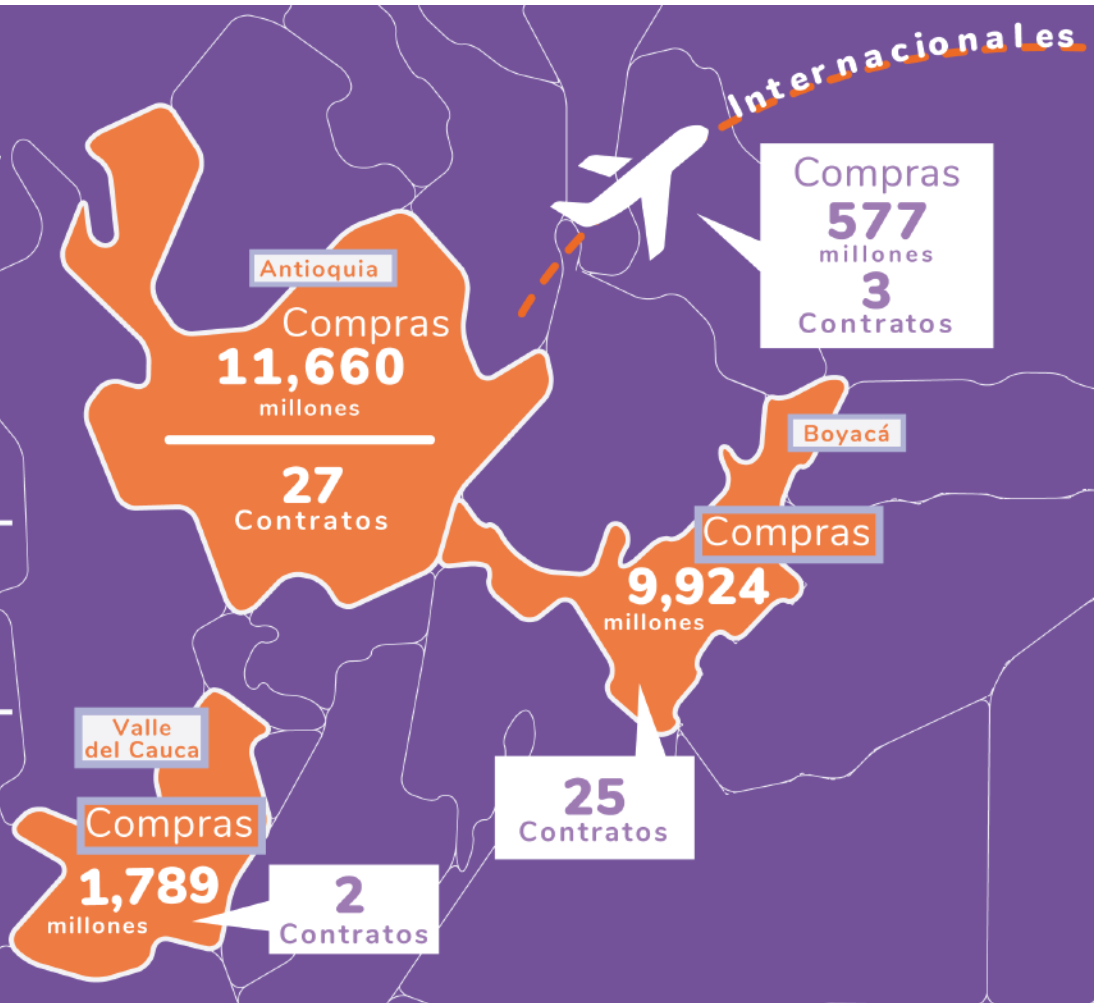
En 2018 dentro del marco de la ley tuvimos una libre circulación de las facturas emitidas por los vendedores y proveedores.

**57** Contratos con proveedores de bienes y servicios

**23,950** millones de pesos  
Valor total de los contratos suscritos

**81%**  
Contratación con pluralidad de oferentes

**41%**  
Compras del cuadrante crítico





SAP Ariba

Automatización de tareas críticas como abastecimiento, contratación y gestión de proveedores, alojando la información en repositorio virtual.

## Herramienta Tecnológica ARIBA

A partir de junio de 2018 todos los procesos de contratación que adelantamos se soportan tecnológicamente a través de SAP ARIBA, plataforma de comercio electrónico en la nube que automatiza y racionaliza las tareas críticas durante el ciclo de vida del abastecimiento, contratación y gestión de proveedores, haciendo posible la existencia de un verdadero mercado global en línea, permitiendo a compradores y vendedores reunirse y realizar transacciones comerciales de manera ágil y eficiente.

Uno de los hitos importantes es que habilitamos y mejoramos la interacción entre usuarios y proveedores al suministrar una solución intuitiva y de fácil acceso, permitiendo que la información permanezca en un único repositorio virtual, por lo tanto, no se requiere impresión física de documentos, lo que redundará en un menor consumo de papel.

## Gestión de proveedores

Nuestra gestión de proveedores está dividida en gestión administrativa y fortalecimiento de proveedores, en los cuales obtuvimos logros y avances importantes durante el 2018.

### Gestión administrativa de proveedores

Sistematizamos el registro de proveedores, convirtiéndolo en un proceso rutinario en la cadena de abastecimiento y pieza clave para la implementación de ARIBA, lo que nos ha permitido alimentar las bases de datos del sistema para viabilizar la precalificación de proveedores, actividad que implementaremos en 2019.

De otro lado, para afianzar el relacionamiento con este grupo de interés, realizamos el Encuentro de Proveedores 2018, con el fin de construir relaciones sostenibles que nos permitan un crecimiento conjunto.



También llevamos a cabo las evaluaciones y planes de mejoramiento a los proveedores, contando con procedimientos que nos permiten monitorear y verificar la calidad, oportunidad, cumplimiento de los requisitos de seguridad y salud en el trabajo, aspectos ambientales y administrativos, así como el respeto y la promoción de los Derechos Humanos. La calificación final promedio de desempeño de proveedores para el año fue de 94%.

## Fortalecimiento de proveedores

El año pasado comenzamos el proceso de fortalecimiento con nuestro proveedor Siemens S.A., que en la actualidad se encuentra en etapa de implementación. Gracias a ese proceso, hemos obtenido algunos logros como la actualización de los indicadores de gestión, seguimiento periódico y su impacto en la ejecución del contrato, así como la actualización anticipada de la plataforma tecnológica.

## Contribución al ambiente

En XM sumamos energías con nuestros grupos de interés para contar con un negocio sostenible que mitigue los impactos ambientales generados en el desarrollo de las operaciones. Nuestro compromiso con el cuidado y preservación de los recursos naturales está vinculado a apuestas institucionales del orden nacional e internacional.

Somos conscientes de que la responsabilidad con el planeta siempre debe estar presente porque, aunque nuestras operaciones no tienen lugar en entornos naturales directos, sí generamos impactos en ellos a través del consumo, por eso medimos y gestionamos los riesgos asociados a ellos para poner en mar-

cha acciones de compensación.

## En la movida (Try my ride)

Es una iniciativa en la que sumamos energías con Intercolombia, Internexa e ISA para promover una cultura de prácticas de movilidad eficiente, sostenible y segura que contribuya a la reducción del impacto ambiental y social que generan los desplazamientos de nuestros empleados, mejorar la calidad de vida y fortalecer los mecanismos de medición y monitoreo, permitiéndonos tomar decisiones sostenibles.

En 2018 nuestros empleados publicaron a través de la aplicación Try my ride, plataforma de movilidad compartida, 11,687 rutas que nos permitieron contar con 4,530 viajes compartidos. Además, se acumularon 619 viajes de empleados de XM en las bicicletas eléctricas con las que cuenta el programa.

Gracias a Try my ride contamos con datos de movilidad de nuestros empleados, incluyendo el impacto positivo de nuestros teletrabajadores. Según el reporte de Try my ride solo para 2018 esta modalidad en la cual participaron activamente 37 empleados de XM, permitió un ahorro aproximado de 21 días y de \$18,531,723 para nuestros empleados, este valor lo calculamos con las publicaciones y conexiones de nuestros colaboradores cuando viajaron en bicicleta, caminaron o compartieron el vehículo por un valor del pasaje en transporte público de \$2.200.

## Cálculo de gases efecto invernadero, GEI

305-1 Desde 2015 en XM realizamos el cálculo de  
305-2 las emisiones de Gases de Efecto Inverna-  
305-3 dero, GEI, generadas en nuestra sede bajo la metodología establecida en el protocolo de

medición de Gases de Efecto Invernadero, GHG Protocol y la norma ISO14061-1. La herramienta que utilizamos para realizar el cálculo es suministrada por ISA y fue actualizada finalizando 2018 con los factores de emisión correspondientes para cada país.

Para realizar el cálculo de 2018 tuvimos en cuenta nuestras emisiones directas e indirectas: en el alcance 1 tenemos las emisiones de fuentes controladas o que son de nuestra propiedad; en el alcance 2 las emisiones indirectas derivadas del consumo de energía y en el alcance 3, las emisiones consecuencia de nuestras actividades que están a cargo de un tercero.

En 2018 nuestras emisiones fueron de 361.44 tonCO2/año, lo que representa una reducción del 25.8% con respecto a 2017 (487 TonCO2/año), que se debió en gran parte a la disminución de las emisiones en el alcance 3.

Ton CO2e/año		
Alcance 1	4,78	1,32%
Alcance 2	95,17	26,33%
Alcance 3	261,50	72,35%
Total	361,44	100%

Los vuelos en nuestra anterior medición pesaban 45.40% del total de nuestra huella (35.15% vuelos internacionales y 10.25% vuelos nacionales), en 2018 representaron un 28.47% (17.54% vuelos internacionales y 10.93% vuelos nacionales), 16.93 puntos por debajo de lo reportado. Esta reducción se da por la optimización de costos, cambios en las dinámicas propias de los proyectos que se ejecutaron en la compañía y el incremento en el uso de herramientas virtuales.

Adicionalmente, otro factor a considerar en la reducción es la actualización de la herramienta que utilizamos para calcular nuestras emisiones,

este cambio nos puede significar diferencias en la conversión de los impactos al tener actualizados los factores de emisión.

Ahora bien, pasando a los temas que gestionamos en 2018, para reducir nuestra huella, adicional a la reducción de los vuelos, y que nos significaron 11.2 tonCO2/año de emisiones evitadas, tenemos el programa En la Movida en el que se promueve el cambio de hábitos en la movilidad de los empleados al incluir en su rutina el carro compartido, caminatas o uso de bicicletas eléctricas y la instalación de un punto verde para la recolección de los residuos de aparatos eléctricos y electrónicos, pilas y baterías y luminarias propiedad de los empleados, con estas acciones



ayudamos para incrementar la cultura de sostenibilidad al interior de la compañía.

Los residuos generados por XM son entregados a terceros que tienen la experiencia para su disposición final, en 2018, 5.7 toneladas fueron recicladas por Recuperar, obteniendo ingresos para la cooperativa por \$836.423, datos correspondientes al 18% de ocupación de XM de la sede en la que desarrollamos nuestras actividades.

## XM compañía carbono neutral

La iniciativa de XM carbono neutral responde a una necesidad mundial de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero con el fin de disminuir los impactos del cambio climático. Si bien desde lo legal aún no se contemplan normativas que obliguen a las compañías a medir sus emisiones y compensarlas, somos conscientes de que asumir este compromiso de manera voluntaria, suma para aportar al compromiso de Colombia de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% al 2030 (según datos del Ministerio de Ambiente).

Coherentes con lo anterior, desde 2015 en XM realizamos el cálculo de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero y compensamos la totalidad de nuestras emisiones a través de la compra de bonos de carbono, aportando al bienestar de diferentes comunidades y al entorno, lo que nos permite ser una compañía carbono neutral.

Este compromiso de XM con el ambiente y con las comunidades beneficiadas, es loable si se tiene en cuenta que al operar el Sistema Interconectado Nacional y administrar el Mercado de Energía Mayorista, no se generan impactos directos en el territorio.

Conscientes del impacto que tienen nuestras operaciones para el planeta, desde XM gestionamos nuestros impactos de manera proactiva, con el fin de aportar a la sostenibilidad, desde la compensación y reducción de nuestras emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

Para compensar nuestras emisiones de 2018 adquirimos 362 bonos de carbono en el mercado voluntario, invirtiendo en un proyecto Gold Standard de reforestación climática de cerca de 13,205 hectáreas en el municipio de Puerto Carreño, en el departamento de Vichada, ubicado en la cuenca del río Orinoco, cerca de la frontera entre Colombia y Venezuela.

El proyecto combina las actividades de reforestación y forestación con la protección de la biodiversidad y la regeneración del ecosistema para transformar las tierras de sabana degradadas en bosques cercanos a la naturaleza que producen maderas duras de alta calidad y secuestran grandes cantidades de carbono.

Con el proyecto se crearon 80 empleos con condiciones de trabajo seguras para los empleados, incluyendo salario mínimo, asistencia médica y derechos de pensión, se cuenta con 13,205 hectáreas de área de plantación, 8,089 hectáreas de área de conservación forestal y se han plantado





80 millones de árboles de tres especies principales (acacia mangium, eucalipto y pino).

Adicionalmente, en 2018 implementamos acciones para reducir nuestras emisiones, para realizar una gestión completa de las mismas, no solo desde la compensación sino también desde la reducción.

## Empleabilidad en XM



## Empleabilidad y mejoramiento de la calidad de vida de nuestros empleados y sus familias

102-7 Nuestro talento humano es fundamental en el logro de los objetivos organizacionales, por eso contamos con empleados que tienen las habilidades y conocimientos que se necesitan para conformar equipos de trabajo de alto nivel para atender, desde su formación especializada, experiencia y com-

petencias los requerimientos de un sector de negocio en continuo movimiento.

Para atraer, desarrollar y retener el mejor talento del mercado, en XM tenemos definida una política de gestión humana que establece esos principios y que se fundamenta en relaciones de trabajo claras, respetuosas, equitativas y justas que generen un ambiente de confianza y el desarrollo integral en los aspectos humano, laboral y social.

Con nuestros empleados sumamos energías para contribuir con el desarrollo del país. Todos están ubicados en Medellín y trabajan en jornada completa.

Año	Hombres	Mujeres	Total
2018	154	75	229
2017	143	82	225
2016	144	85	229

Número total de empleados directos  
102-8, 401-1

Número total de empleados externos (personal en misión)

Año	Hombres	Mujeres	Total
2018	26	17	43
2017	6	8	14
2016	6	6	12

### Número total de empleados por tipo de contrato

Año	Tipo de contrato	Mujer	Hombre	Total
2018	A Término Fijo	4	19	23
	A Término Indefinido	71	135	206
	Convenio Universidad		9	9
	De Aprendizaje	4	2	6
	<b>Total 2018</b>	<b>79</b>	<b>165</b>	<b>244</b>
2017	A Término Fijo	3	4	7
	A Término Indefinido	79	139	218
	Convenio Universidad	3	7	10
	De Aprendizaje	3	1	4
	<b>Total 2017</b>	<b>88</b>	<b>151</b>	<b>239</b>
2016	A Término Fijo	3	8	11
	A Término Indefinido	82	136	218
	Convenio Universidad	0	0	0
	De Aprendizaje	6	5	11
	<b>Total 2016</b>	<b>91</b>	<b>149</b>	<b>240</b>

### Número total de empleados por régimen salarial

Año	Régimen salarial	Mujer	Hombre	Total
2018	Salario integral	39	50	89
	Pacto colectivo	35	101	136
	Otros	1	3	4
	<b>Total 2018</b>	<b>75</b>	<b>154</b>	<b>229</b>
2017	Salario integral	41	48	89
	Pacto colectivo	40	93	133
	Otros	1	2	3
	<b>Total 2017</b>	<b>82</b>	<b>143</b>	<b>225</b>
2016	Salario integral	37	50	87
	Pacto colectivo	48	92	140
	Otros	0	2	2
	<b>Total 2016</b>	<b>85</b>	<b>144</b>	<b>229</b>

### Número total de empleados por tipo de cargo

Año	Tipo de cargo	Mujer	Hombre	Total
2018	Gerente	2	3	5
	Director	8	6	14
	Especialista	19	51	70
	Analista	44	94	138
	Asistente	2		2
	<b>Total 2018</b>	<b>75</b>	<b>154</b>	<b>229</b>
2017	Gerente	2	3	5
	Director	9	5	14
	Especialista	20	50	70
	Analista	48	85	133
	Asistente	3	0	3
	<b>Total 2017</b>	<b>82</b>	<b>143</b>	<b>225</b>
2016	Gerente	2	3	5
	Director	7	5	12
	Especialista	18	49	67
	Analista	55	87	142
	Asistente	3	0	3
	<b>Total 2016</b>	<b>85</b>	<b>144</b>	<b>229</b>



### Número total de empleados por rango de edad

Rango de edad	2018			2017			2016		
	Hombre	Mujer	Total	Hombre	Mujer	Total	Hombre	Mujer	Total
Menor de 25	3		3	0	0	0	1	0	1
Entre 25 y 35	57	22	79	54	26	80	53	36	89
Entre 35 y 45	46	30	76	39	31	70	41	22	63
Entre 45 y 55	33	19	52	35	20	55	35	24	59
Mayor de 55	15	4	19	15	5	20	14	3	17

### Número total de empleados por antigüedad en años

Años de antigüedad	2018			2017			2016		
	Hombre	Mujer	Total	Hombre	Mujer	Total	Hombre	Mujer	Total
Menor de 1	19	5	24	6	4	10	9	3	12
Entre 1 y 5	29	10	39	34	17	51	38	24	62
Entre 5 y 10	40	29	69	39	31	70	36	31	67
Entre 10 y 15	18	16	34	13	12	25	9	7	16
Entre 15 y 20	4	2	6	10	3	13	17	5	22
Entre 20 y 25	27	11	38	21	12	33	15	12	27
Mas de 25	17	2	19	20	3	23	20	3	23
<b>Total</b>	<b>154</b>	<b>75</b>	<b>229</b>	<b>143</b>	<b>82</b>	<b>225</b>	<b>144</b>	<b>85</b>	<b>229</b>

### Número total de ingresos

Genero	Rango de edad		Total
	Menor 30	Entre 30 y 50	
Femenino	2	3	5
Masculino	15	5	20
<b>Total</b>	<b>17</b>	<b>8</b>	<b>25</b>

### Número total de retiros

Genero	Rango de edad			Total
	Menor 30	Entre 30 y 50	Mayor 50	
Femenino	2	7	2	11
Masculino	2	4	3	9
<b>Total</b>	<b>4</b>	<b>11</b>	<b>5</b>	<b>20</b>

## Índice de rotación

La fluctuación de trabajadores que entraron y salieron, durante el 2018 fue de 9.8%, que en comparación con el 2017, incrementa en 4,3%. La principal razón por la cual se dio el incremento fue por contrataciones para atender proyectos, retiros relacionados con renuncias, pensión y cesiones de contrato a filiales del grupo.

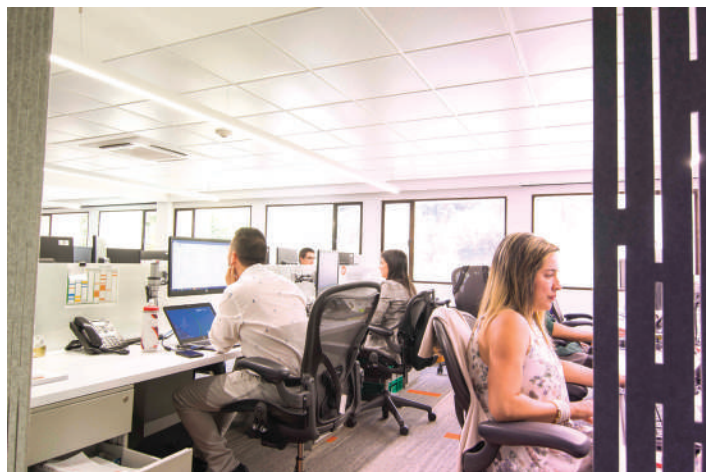
## Política de compensación

En XM nos preocupamos por tener una compensación adecuada y atractiva que nos permita atraer y mantener el talento humano motivado durante el ciclo de vida dentro de la compañía, por dicha razón tenemos una política de compensación establecida que nos sirve como un marco de actuación claro y transparente.

Lo primero que hacemos es valorar todos los cargos de la compañía mediante la metodología de valoración establecida por Hay Group – Korn Ferry, lo cual nos permite establecer la relación entre los cargos en términos de contenido y requerimientos, logrando una escala de importancia para los cargos, acorde con la contribución y responsabilidades que cada uno hace a los resultados del negocio. En dicha valoración se evalúan tres factores para cada cargo: saber, pensar y actuar. El resultado final del puntaje del cargo nos permite hacer una comparación al interior de la compañía y con otras empresas que sean de interés de XM.

En segundo lugar, totalizamos los ingresos de cada empleado en tres componentes:

**Componente fijo:** remunera el rol específico de cada trabajador dentro del cargo que le corresponde en la organización. Está directamente relacionado con los conocimientos, comportamientos y habilidades que requiere y el impacto de su rol dentro de la organización. Este componente



es el elemento individual de compensación.

**Componente variable:** depende del cumplimiento de ciertas metas asociadas con indicadores escogidos para el seguimiento de variables de gestión en un período de un año. Se orienta a reforzar el trabajo en equipo y ante todo busca la alineación de los comportamientos de los empleados con los objetivos estratégicos.

**Componente beneficios:** asigna a los empleados beneficios para aportar a su bienestar y el de su familia.

Una vez totalizados los ingresos por cada componente de cada trabajador procedemos a realizar el análisis de equidad y competitividad. En el grupo ISA tenemos el lineamiento de definir una banda salarial para equidad y competitividad por cada trabajador en función de la valoración de su cargo de  $\pm 20\%$  de cada mediana.

El mercado laboral son las referencias de mercado o el conjunto de empresas con que se define compararse. Normalmente se selecciona un conjunto de empresas con las que se tiene competencia directa por el recurso humano y la selección se realiza teniendo en cuenta el sector y nicho de mercado que atiende la empresa y teniendo en cuenta su estrategia.

En el componente variable se establecen matrices, compuestas por indicadores del Cuadro de Gestión Integral con el objetivo de alinear la gestión y el desempeño de los participantes en la ejecución de los objetivos estratégicos, corporativos y competitivos de los principales negocios. Estos indicadores son por desempeño corporativo, desempeño de la filial, desempeño de las áreas y la gestión de iniciativas estratégicas y son aprobadas por la Junta Directiva anualmente.

## Beneficios económicos para nuestros empleados y sus familias

Hemos definido en nuestra Política de Compensación total los componentes fijo, variable y beneficios, que se encuentran en el anexo 1 de los contratos individuales de trabajo de aquellos empleados del régimen de salario integral y en el pacto colectivo para los empleados del régimen salario ordinario.

El resumen de inversión en beneficios para nuestros empleados y sus familias es 2018 es el siguiente:

Concepto	Valor	# trabajadores beneficiados
Prima de antigüedad	\$ 562,902,256	105
Prima extralegal	\$ 2,697,672,243	154
Prima de vacaciones	\$ 1,030,526,817	137
Auxilio de educación hijo	\$ 261,894,687	59
Auxilio de matrimonio	\$ 3,351,464	8
Auxilio de nacimiento	\$ 1,906,232	4
Auxilio de aportes solidaridad	\$ 103,438,091	154
Auxilio de aporte a pensión	\$ 309,415,459	154
Auxilio de aporte para salud	\$ 314,267,177	155
Auxilio de educación y salud S.I.	\$ 1,365,828,536	101
Auxilio de educación empleado	\$ 93,749,040	26
Auxilio de fallecimiento familiar	\$ 5,859,318	6
Auxilio de gastos de salud	\$ 542,088,044	149
Auxilio de lentes	\$ 24,015,364	53
Incentivo al ahorro FEISA	\$ 801,552,773	251*
Medicina prepagada empresa	\$ 516,077,972	105
Póliza H&C empresa	\$ 1,020,532,101	140
Quinquenios	\$ 15,398,255	27
Refrigerio	\$ 659,593,336	155
Préstamo de vivienda	\$ 2,239,227,536	20
Préstamo de vehículo	\$ 514,639,658	12
Préstamo de calamidad	\$ 46,420,000	2
<b>Total</b>	<b>\$ 13,130,356,359</b>	

\*Este concepto excede el número de empleados con el que se cerró el año porque están incluidos los empleados que finalizaron su contrato laboral antes del 31 de diciembre por corresponder a modalidad de término fijo, por despido o por pensión y jubilación.



## Beneficios para nuestros pensionados

En XM sentimos gratitud por aquellos empleados que nos acompañaron durante muchos años y hoy son parte de nuestro grupo de pensionados. Para el bienestar de ellos y sus familias entregamos un plan complementario de salud y auxilios de salud y educación:

Concepto	Valor	# pensionados beneficiados del régimen salario integral
Plan complementario de salud	\$15,071,472	3
Auxilios de salud y educación	\$42,657,000	3
<b>Total</b>	<b>\$57,728,472</b>	

Concepto	Valor	# pensionados beneficiados del régimen pacto colectivo
Plan complementario de salud	\$182,596,025	25
Auxilios de salud y educación	\$24,648,180	25
<b>Total</b>	<b>\$207,244,205</b>	

## Negociaciones colectivas

102-41 Durante el año 2018 logramos dos grandes negociaciones con los representantes de los empleados:

**Pacto Colectivo:** Llegamos a un acuerdo colectivo desde el año 2018 hasta el 2021, con una mejora en los beneficios de incrementos salariales, refrigerio, auxilio de educación para empleados e hijos, inclusión del beneficio de educación no formal entre otras mejoras para los empleados. Pagamos a cada uno de los integrantes del Pacto una suma de \$3.250.000 como bonificación por cierre de firma. Para una suma global de \$445.250.000, además de una bonificación por reajuste del año 2017 del 1.8% sobre el sueldo.

**Sintrae:** Llegamos a la primera firma de una convención colectiva para el periodo comprendido entre el año 2018 hasta el 2021. Esta negociación establece un esquema de remuneración para todos los empleados pertenecientes a la convención.

## Equidad y competitividad en XM

Teniendo en cuenta que un factor determinante en la consolidación de XM como empresa de conocimiento es el talento humano, anualmente hemos realizado planes de equidad y competitividad con los siguientes objetivos:

- Garantizar el cumplimiento del sistema de compensación de XM en términos de equidad y competitividad.
- Reconocer el desempeño diferenciador de los empleados.
- Retener los talentos.

En 2018, velando por el cumplimiento de la política de compensación del grupo ISA, actualizamos en XM el estudio salarial con la Firma Korn Ferry – Hay Group. En este estudio, se definió como mercado salarial para el análisis de competitividad las empresas AES Chivor & Cía. S.C.A. E.S.P, Celsia, Codensa, EPM, Isagen y Siemens S.A.

## Bienestar y calidad de vida

### Programa XM te quiere bien

Con el propósito de garantizar la calidad de vida de los empleados, en XM nos preocupamos por su salud integral y la de su grupo familiar, siendo este un hito fundamental para el desarrollo de su potencial. Para facilitar este aspecto, en 2018 ofrecimos dos planes complementarios de salud para todos los empleados:

Descripción	Valor año	Usuario
Póliza Hospitalización y Cirugía	\$ 1,792,699,287	302
Medicina Prepagada	\$ 865,880,064	315
Plan Dental	\$ 77,537,067	265
<b>Total</b>	<b>\$ 2,736,116,418</b>	<b>882</b>

Con los aliados estratégicos Sura y Colsanitas realizamos actividades de promoción y prevención con el objetivo de controlar la morbilidad de nuestros empleados y sus familias, por medio de la implementación de programas para control cardiovascular, acondicionamiento físico y mental, monitoreo para detección temprana de cáncer, formación en estilos de vida saludable, sana alimentación entre otros; razón por la cual en XM nos caracterizamos por tener una población con baja siniestralidad en temas de salud.

## Prevención y promoción de la seguridad y la salud en la empresa

Durante 2018 llevamos a cabo diferentes actividades voluntarias con las cuales sensibilizamos e incrementamos la cultura del autocuidado en nuestros empleados y sus familias. El monto total de inversión en estas actividades ascendió a \$138 millones de pesos.

Enfoque	# actividades realizadas	# total de participantes
Prevención de riesgos laborales y riesgos en el hogar	8	335
Promoción y prevención de la salud	28	314
Actividades deportivas y de relajación	28	234
Cursos deportivos y culturales para las familias de nuestros empleados	6	186
Actividades de fisioterapia	1458	530

## Teletrabajo

Nuestro compromiso con el cuidado del ambiente y la calidad de vida de nuestros empleados y sus familias también se vio reflejado en la implementación del programa de trabajo en casa, el cual nos permitió generar resultados favorables en cuanto al aumento de la productividad, el incremento del tiempo disponible para el desarrollo de actividades personales, la apropiación para el uso de las nuevas tecnologías y la disminución en los impactos ambientales. En este piloto de teletrabajo participaron 20 empleados en representación de 13 Direcciones y 3 Gerencias de XM.

En el desarrollo de este piloto identificamos que, del total de cargos de nuestra compañía, 80% pueden desarrollarse en teletrabajo; esta modalidad permite un ahorro de 40 minutos en promedio en el desplazamiento diario de las personas y un incremento de 30% en la productividad laboral.



## Programa Juntos y actividades con Recreer

En 2018 también desarrollamos el programa “Juntos somos Happiness” que buscó el bienestar individual, familiar y organizacional, a partir de actividades en tres dimensiones: estilos de vida saludable, salud psicosocial y ambientes saludables.

Las metodologías experienciales de ese programa permitieron conectar a las personas con los diferentes procesos de una manera divertida, mientras que se trabajan diferentes temas relacionados con la salud y el bienestar. En el marco de este programa desarrollamos 10 actividades con una inversión de \$61,777,360 y una participación de 642 asistentes en total.

Con Recreer también contribuimos al bienestar de nuestros empleados y sus familias, llevando a cabo entrenamientos deportivos en 9 disciplinas con una participación total de 33 asistentes.

## Deporte representativo de competencia

Apoyamos la participación de 33 de nuestros empleados como deportistas representativos, quienes fueron seleccionados por su compromiso deportivo y su aptitud física, avalados de manera profesional para identificar su estado para la competencia. La participación deportiva externa se llevó a cabo en 10 disciplinas deportivas, sumando un total de 27 competencias deportivas de ciudad o región durante el año 2018.

## Gestión del conocimiento

404-1 En nuestra compañía, la gestión del conocimiento entrega a disposición de la empresa, de forma sistemática, ordenada, práctica y efecti-

va, los activos de conocimiento que permitan el mejor funcionamiento y el máximo desarrollo, aprendizaje y crecimiento de la organización.

En XM entendemos que un activo de conocimiento es un activo intangible y pertinente para el propósito organizacional que debe ser de propiedad colectiva (transferible), debe hacerse explícito para gestionarlo conscientemente y generar valor para llegar a los objetivos estratégicos del negocio.

En 2018 dimos los primeros pasos con el Programa Legado para alcanzar una mejor gestión y aprovechamiento de los activos de conocimiento. Con esta iniciativa queremos lograr que nuestros directivos identifiquen, prioricen y retengan el conocimiento crítico de sus miembros de equipo para desarrollar una posterior transferencia de forma alcanzable y realista, por medio de prácticas adaptadas específicamente a las necesidades de la organización.

Otra estrategia importante con que contó nuestro modelo de gestión de conocimiento fue el Plan de Formación Integral, desde el cual adelantamos importantes acciones de formación para nuestros empleados, cubriendo tanto necesidades detectadas por las brechas en competencias, como por las estrategias de desarrollo individual, además de las identificadas en la planeación de los proyectos.

Logramos un mayor fortalecimiento de competencias técnicas y administrativas con programas asociados a temas como analítica, innovación, regulación del mercado de energía, competencias humanas, liderazgo y marco normativo. Alcanzando 5,659 horas de formación en total y una inversión de \$750 millones de pesos, que por empleado representó en promedio aproximadamente \$3.2 millones de pesos.

#### Inversión total en formación para los empleados (en millones de pesos)



### Centro de entrenamiento grupo ISA

Como resultado del proyecto transversal de seguridad operacional y entrenamiento de operadores con simulador, liderado por ISA, se analizaron las prácticas de entrenamiento, habilitación y certificación de operadores de centros de control en las empresas del grupo empresarial.

A partir de los resultados de este análisis se optimizaron las prácticas existentes a través de un modelo estandarizado para todas las empresas, para el cual se definió como gestor y administrador a XM.

El modelo óptimo plantea entonces que la administración centralizada efectuada por nosotros beneficia a las empresas Intercolombia, Transelca, REP, ISA Bolivia e Interchile.

Esta decisión se fundamenta en la naturaleza de nuestra compañía por el tipo de negocio que desarrolla y la fortaleza con la que cuenta en el entrenamiento de operadores, reconociendo su mayor desarrollo de las capacidades en este servicio. Adicionalmente, la gestión centralizada permite una mayor sinergia entre empresas a la luz de compartir el conocimiento, optimizar los recursos y estandarizar la cualificación del personal para futuras rotaciones y preservar los excelentes niveles de desempeño en la operación.

Como primeros avances, elaboramos un manual unificado de funcionamiento para los programas de habilitación, entrenamiento y certificación para las 6 empresas, logrando un hito buscado desde 2008 en cuanto a unificar los criterios para dichas prácticas. Además, construimos una lista de 76 facilitadores dentro del grupo empresarial y evaluamos en ellos sus habilidades para la enseñanza.

### Clima laboral

El clima laboral es la percepción colectiva que los colaboradores tienen de la empresa a través de la experiencia de prácticas, políticas, estructuras, procesos y sistemas, y la consecuente reacción a esta percepción.

Los resultados de clima laboral en el año 2018 representaron la mejor valoración en nuestra historia, logrando un resultado de 85% de favorabilidad. Los colaboradores expresaron su reconocimiento sobre la prioridad que la organización le asigna a la calidad y a la orientación al servicio, lo cual promueve un contexto cuidadoso con el cumplimiento de las regulaciones y los estándares exigidos.

Igual reconocimiento fue otorgado a la variable de compromiso, por medio de la cual los colaboradores manifiestan su sensación de orgullo por trabajar en la empresa y no dudan en recomendarla como un buen lugar para trabajar.

#### Resultados de clima laboral



Adicionalmente, reconocen que las funciones desarrolladas en XM permiten que las personas cuenten con retos interesantes y retadores que están en completa alineación con sus competencias. Poder desempeñar labores de esta clase hace que las personas hagan un uso efectivo de sus habilidades y destrezas.

Identificamos como oportunidad de mejora la optimización de los recursos de trabajo, en especial las cargas, a través de procesos de revisión de capacidades y de simplicidad en los procesos.

## Remodelación de las locaciones físicas

Buscando el mejoramiento de las condiciones laborales, ambiente, ergonomía y comodidad desarrollamos importantes adecuaciones y mejoras locativas en nuestra sede en 2018, por un valor de \$1.378 millones de pesos destinados para las siguientes actividades:

- Remodelamos las oficinas del piso 2 del ala occidental del bloque 2
- Remodelamos las salas de entrenamiento de Scada del piso1 del bloque 2
- Insonorizamos la sala de reuniones de la gerencia general
- Adecuamos las oficinas de innovación del bloque del parqueadero
- Intervenimos la planta Diesel en Ancón Sur.





## Innovación social

Nuestra gestión social está vinculada de manera directa con la generación y promoción de conocimiento, por eso seguimos sumando energías para desarrollar iniciativas que permitan que más personas encuentren oportunidades de desarrollo profesional y económico. En XM entendemos la innovación social como un camino que abre puertas para resolver de otras maneras los problemas sociales, como factor clave para mejorar las condiciones de vida de la población.

### Plan de Educación para la transformación, E<sup>Λ</sup>t

Avanzamos en la definición de las primeras bases conceptuales para el desarrollo del Plan E<sup>Λ</sup>t, Energía para la Transformación, que consiste en un ecosistema para la identificación, formación y generación de empleo para jóvenes talentos de escasos recursos, denominados como “NiNis”, grupo poblacional que después de terminar el bachillerato no estudia y no trabaja porque, en la mayoría de los casos, no cuenta con oportunidades para ello.

La propuesta del Plan E<sup>Λ</sup>t contempla el desarrollo de cursos virtuales para formar competencias digitales, de gestión de información y analítica; identificación de talentos jóvenes que toman los cursos y tienen los mejores puntajes; opciones de empleabilidad free lance y registro de experiencia de empleo para trazabilidad.

El año anterior también desarrollamos algunas reuniones de trabajo con otras entidades del sector privado que podrían estar interesadas en apoyar la iniciativa..

## Voluntariado corporativo

### Plan Energía por Educación, E\*E

El año anterior, como iniciativa de nuestros empleados y resultado de la suma de energías por la educación superior, vimos nacer el primer programa de voluntariado corporativo que se ha gestado en la historia de la compañía y que recibió el apoyo pleno de la administración.

Con el Plan Energía por Educación, E\*E, nuestros empleados quieren apoyar la educación superior de jóvenes talento estudiantes de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de Colombia, de estratos 1 y 2, por medio de un aporte semestral destinado al pago de la matrícula, los gastos de sostenimiento y el desempeño destacado. Así, contribuyen a la sociedad por medio del principio de reciprocidad para que los estudiantes beneficiados puedan concentrarse en sus estudios universitarios y tener una formación integral sólida y de calidad.

Por su parte, XM apoya la iniciativa permitiendo el proceso logístico para el descuento por nómina del aporte voluntario de los empleados y está analizando la posibilidad de vincularse aportando recursos económicos. Esta iniciativa cuenta además con el apoyo del Fondo de Empleados de ISA, FEISA, quien se encargará de administrar el dinero recaudado y establecer el convenio con la Universidad Nacional de Colombia para los desembolsos que correspondan.

Para garantizar la destinación de los recursos, el Plan E\*E contará con un consejo con representantes de los empleados de XM para la selección de los beneficiarios, a partir de los criterios establecidos y la convocatoria hecha por la Universidad Nacional de Colombia.

El número de beneficiarios estará supeditado a



los aportes de los empleados. Desde XM estaremos atentos para seguir apoyando esta iniciativa porque creemos que sumando energías por la educación superior los resultados se multiplican.

## Comunicaciones y relacionamiento corporativo

El relacionamiento continuo con nuestros grupos de interés es clave para el cumplimiento de los objetivos organizacionales, por eso la manera en que entregamos información sobre los diferentes temas de la compañía y la disposición de canales abiertos para permitir una interacción de doble vía es muy importante para nosotros en XM y lo asumimos como una premisa con la que trabajamos de manera constante.

## Transparencia de la información

Como parte de nuestra búsqueda permanente de informar al país de una forma pedagógica las principales variables del SIN y del MEM, y valorando que los periodistas son quienes nos ayudan a transmitir la magia de la energía a los colombianos, en 2018, compartimos 118 comunicados de prensa, concertamos visitas para ampliar el conocimiento de la compañía y del sector, gestionamos sus solicitudes de información y concedimos entrevistas.

Todo lo anterior, nos permitió tener un relacionamiento más cercano con los periodistas y ser una fuente confiable de datos del sector eléctrico, lo que, sumado a la periodicidad y contenido de los comunicados de prensa generó 947 noticias en medios de comunicación nacionales, 788 de ellas fueron positivas (83.21%), lo que representa un nivel de favorabilidad de 99.6% y un free press equivalente a \$8,121 millones.

## Requerimientos

Dimos respuesta a 16,033 requerimientos, de

los cuales, 15,071 fueron atendidos entre 0 y 8 días, lo que significa un indicador de oportunidad de atención del 94%.

La atención del 6% de los requerimientos que están por fuera del rango mencionado, obedecen a casos que necesitan más tiempo del definido para su solución; ante estas situaciones nuestros procesos implicados justifican oportunamente las razones.

Año	Indicador de atención	Total requerimientos	Con indicador de oportunidad	% Indicador de oportunidad
2016	0-10 días	19,241	17,929	93%
2017	0-8 días	14,498	13,760	95%
2018	0-8 días	16,033	15,071	94%

Fuente: CRM XM

## Indicador CREG de solicitudes de información

418-1 En la resolución CREG 100 de 2015, dentro de los indicadores de calidad del desempeño está el indicador que mide la oportunidad en la respuesta a requerimientos de información de los agentes participantes en el MEM. Durante el 2018 recibimos y gestionamos 41 solicitudes de información de los agentes del mercado, a las cuales les dimos respuesta de manera oportuna, alcanzando un indicador de gestión de 100% durante todo el año.

Año	Total solicitudes de información por los agentes del mercado	Indicador CREG
2016	9	100%
2017	44	100%
2018	41	100%

Fuente: CRM XM

Las solicitudes de información durante el 2018 se asocian a información del mercado como, obligaciones de energía en firme, fronteras, compra y venta en bolsa y rendimientos financieros.

## Sugerencias, quejas y reclamos

Mantener una comunicación constante y directa con nuestros grupos de interés es clave para el desarrollo de nuestro propósito, por eso en XM contamos con distintos canales de comunicación para recibir y responder quejas, sugerencias y reclamos. Entre los canales disponibles tenemos el buzón [info@xm.com.co](mailto:info@xm.com.co) y el formulario Contáctenos, ambos están en el centro de contacto de nuestra página web.

Al recibir las reclamaciones hacemos un análisis interno de cada caso para determinar si estas proceden, es decir, si el dictamen es a favor del cliente. En caso de no proceder, el usuario también recibe una respuesta formal por parte de la empresa.

El 2018 recibimos 3 sugerencias, 503 reclamaciones y no se presentó ninguna queja. De las 503 reclamaciones el 22% fueron procedentes, correspondiente a 112 reclamos ninguno relacionado con violaciones de la privacidad del cliente y pérdida de datos del cliente.

Año	Sugerencias	Quejas	Reclamos
2016	0	2	1181
2017	2	3	452
2018	3	0	503

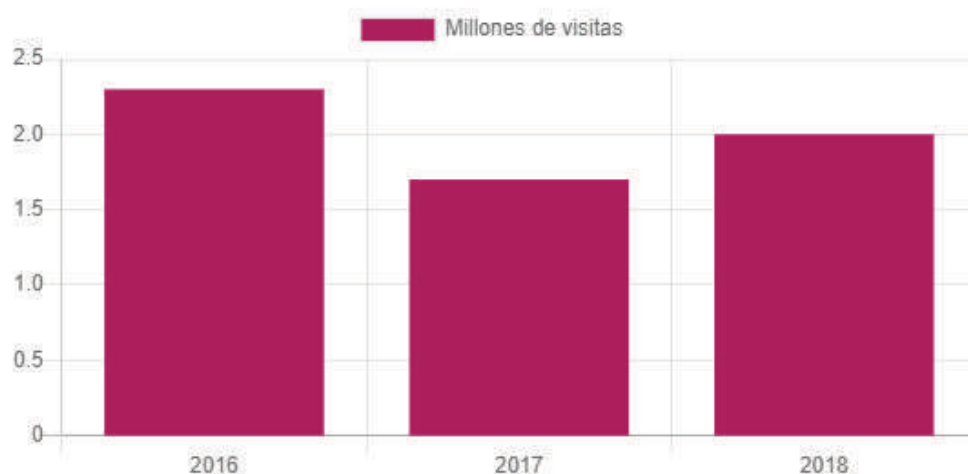
Fuente: CRM XM

## Consultas página web

Nuestra página web fue visitada por 142,326 usuarios, para un total de 1,8 millones de visitas, con una duración promedio por sesión de 4:46 minutos. Los principales sitios consultados fueron: despacho, aplicativos, indicadores, informes, transacciones y financiera.



-Millones de visitas a la página web



Fuente: Google analytics

## Redes sociales

Nuestra presencia en redes sociales aumentó significativamente, teniendo interacción constante con nuestros grupos de interés en Facebook, Twitter, LinkedIn, Youtube y Yammer.

Cerramos el 2018 de la siguiente manera:



## Encuesta de clientes

De acuerdo con la resolución CREG 174 de 2013, cada dos años debemos realizar en XM una evaluación sobre la satisfacción que tienen los clientes frente a los servicios ofrecidos por el CND, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, y el proceso de Liquidación y Administración de Cuentas, LAC. Esta encuesta fue realizada durante 2018 por la firma Ipsos Napoleón Franco.

En la encuesta medimos tres indicadores generales: satisfacción, calidad e imagen.

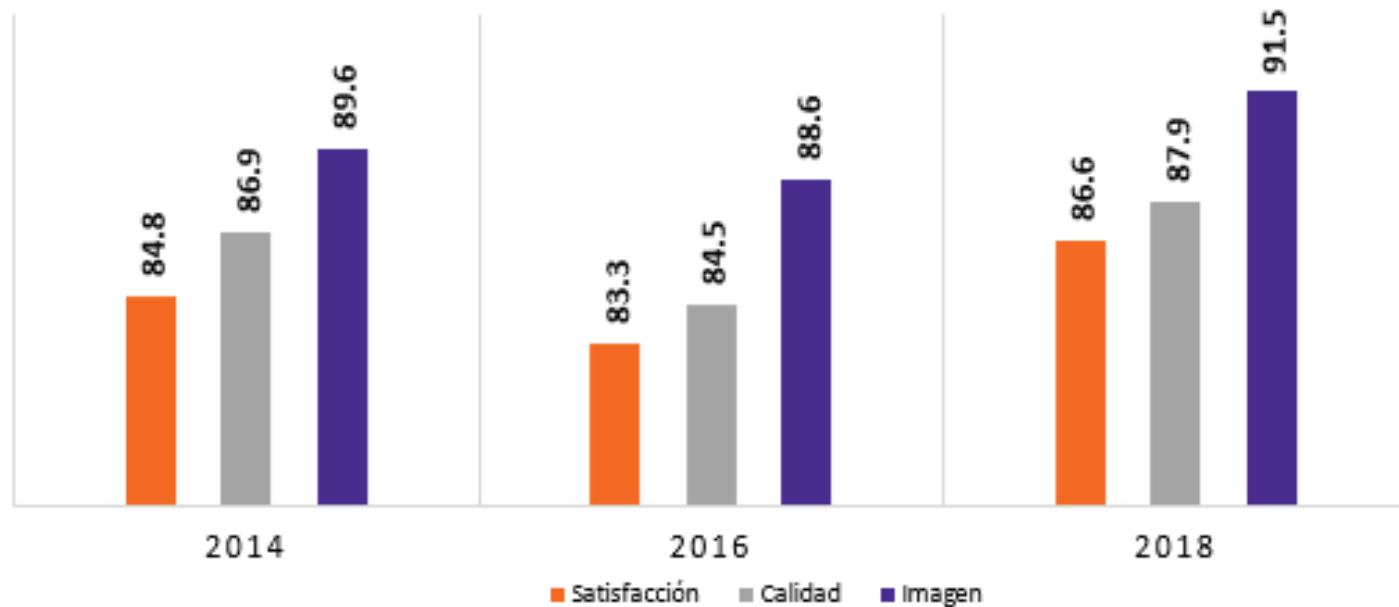


Con respecto al primer indicador, la implementación de los planes de acción y la gestión realizada por cada uno de los procesos llevó a que la satisfacción de los clientes frente a los servicios que les prestamos fuera del 86.6, en la evaluación realizada durante el 2018, la cual fue la más alta en los últimos 8 años.





La calidad e imagen son indicadores que dan cuenta del trabajo bien hecho y la favorabilidad de los clientes frente a XM, respectivamente.



Se aprecia una mejoría en todos los indicadores, sin embargo, la imagen ha superado calidad y satisfacción. Esto evidencia, que la construcción de reputación desde la favorabilidad frente a la compañía está siendo apalancada por factores que trascienden la cobertura de sus expectativas y la forma adecuada como se percibe la ejecución de los procesos.

Así mismo, se indagó sobre la percepción general que tienen los clientes hacia XM, resultando que perciben a la empresa de una forma muy positiva, tal como se muestra en la siguiente tabla:

Atributo	Indicador 2018	Indicador 2016	Indicador 2014
Considero que XM es una de las mejores empresas del sector eléctrico	90	86.8	87.4
La reputación de XM es excelente	94	91.2	89.9
La labor de XM encaja dentro de las necesidades de mi empresa	94	90.9	92.1
XM tiene un grupo humano capacitado y confiable	93	90.9	91.6
Es una empresa con ética	96	92.7	97.1
Es una empresa Líder	92	90.7	95.8
Es una empresa Confiable	94	91	95.8
Es una empresa con orientación al cliente	89	86	92
Es una empresa que se anticipa a las necesidades del cliente o del sector *Nuevo para el 2018	86		

A partir de toda la información recolectada en la encuesta de satisfacción, emprenderemos planes de acción enfocados a fortalecer los aspectos por mejorar, para continuar en nuestro proceso de mejoramiento y así contribuir a incrementar la satisfacción con nuestros clientes.

## Gestión de relacionamiento sectorial

En nuestra apuesta por la articulación de esfuerzos para consolidar un sector que contribuya con el desarrollo de los colombianos, llevamos a cabo diferentes actividades que permitieron afianzar las relaciones entre los diferentes actores del ecosistema de energía del país, además de propiciar la transferencia de conocimiento sobre los temas de interés para la industria.

## Capacitaciones para agentes del mercado

El manejo de la información y la transferencia de conocimiento son vitales para la sostenibilidad del sector eléctrico colombiano, por eso desde XM propiciamos espacios académicos en los que participan representantes de los diferentes agentes del mercado, para mejorar sus competencias y afianzar los saberes en torno a una industria en continuo movimiento y con muchos retos para afrontar en el futuro.

El año anterior llevamos a cabo tres eventos de capacitación:

Nombre del evento	Fecha	Número de asistentes
Introducción a la operación y al mercado	23 y 24 de abril de 2019	106
Mercado de energía mayorista	22, 23 y 24 de agosto de 2019	75
Centro Nacional de Despacho	14, 15 y 16 de noviembre de 2019	88
Total personas capacitadas		269



## Servicio confiable, eficiente, competitivo y más limpio

103-1  
103-2  
103-3

La operación del SIN y la administración del MEM están fuertemente vinculados con el desarrollo del país, toda vez que es gracias al servicio de energía que los colombianos pueden llevar a cabo muchas de sus actividades diarias. Este tema toma relevancia en nuestra gestión y en la priorización que hacen nuestros grupos de interés al tratarse de un servicio público esencial que entregamos sumando energías con los diferentes actores del ecosistema, en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como con las diferentes entidades del Estado asociadas al negocio.

La operación del SIN y la administración del MEM hacen parte del corazón del negocio y el motivo que sentó las bases de nuestra creación como compañía en 2005. La planeación, programación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del SIN que hacemos a través de nuestro Centro Nacional de Despacho, CND, tiene como objetivo una operación segura, confiable y económica que se vincula de manera directa con la sostenibilidad del

sector y del país. Además, está sujeto al cumplimiento del código de operación y a los acuerdos técnicos del Consejo Nacional de Operación, CNO.

De igual manera, desde la Gerencia del Mercado de Energía atendemos las transacciones comerciales, realizando una gestión administrativa que promueve el crecimiento colectivo del sector energético y el desarrollo del comercio internacional de energía.

El impacto de este tema material alcanza a todos nuestros grupos de interés pues es un servicio que entregamos a lo largo y ancho del país, por eso nuestro compromiso es constante con la coordinación de los recursos de generación que permitan suplir la demanda de energía de los colombianos, al hacer una proyección efectiva de escenarios respecto a la demanda de energía, con el propósito de evitar situaciones de demanda no atendida.

Desde XM facilitamos la incorporación de fuentes de energía renovables no convencionales y la generación distribuida al SIN; acompañamos el desarrollo de proyectos de modernización del



MEM y la administración confiable del mercado y promovemos la transferencia de conocimiento entre los diferentes actores del sector.

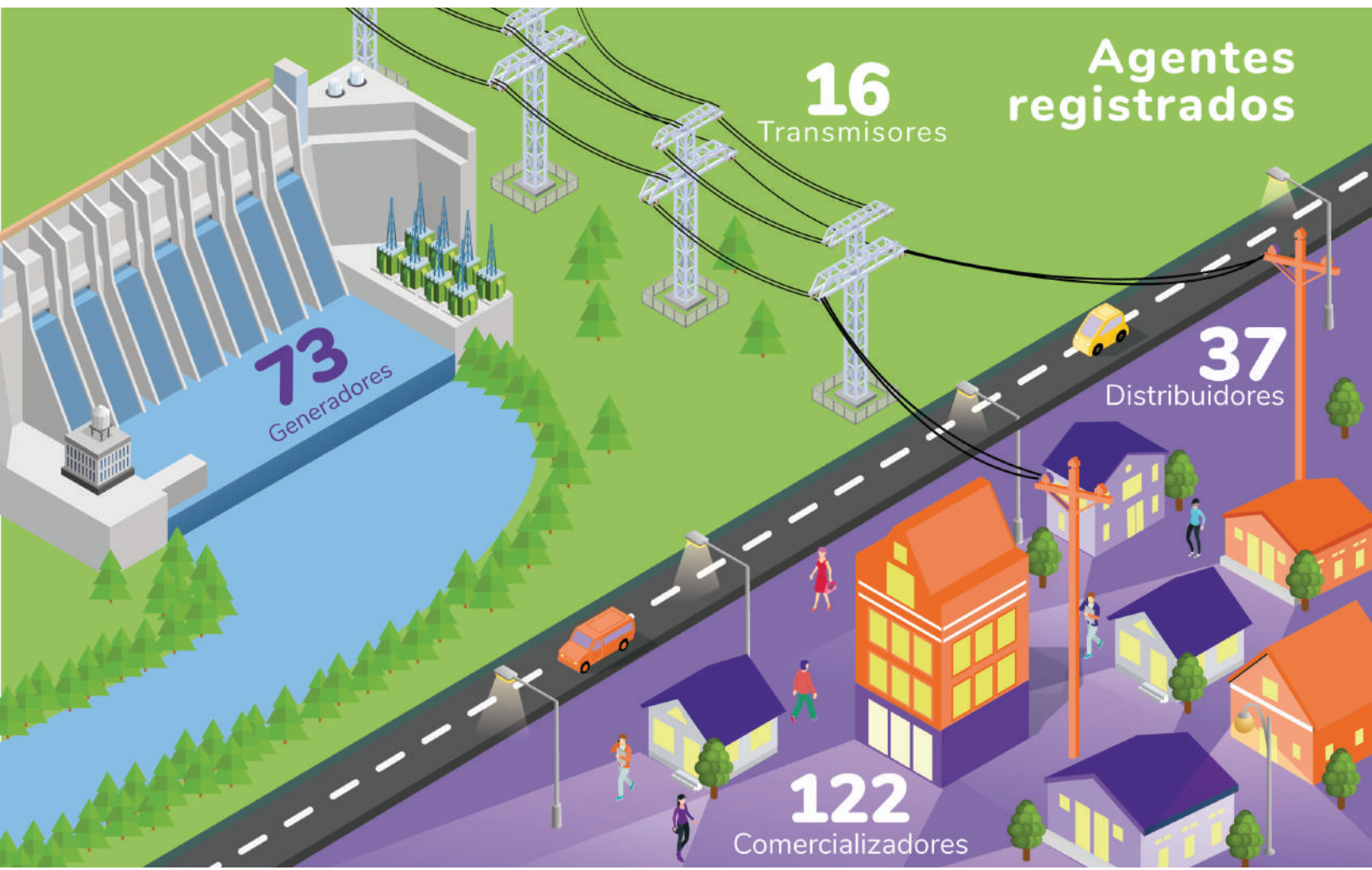
En calidad de prestador de los servicios del Centro Nacional de Despacho, CND, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, y el Liquidador y Administrador de Cuentas, LAC, como lo indica la CREG en la resolución 174 de 2013 ratificada por la resolución CREG 100 de 2015, en XM debemos cumplir con los indicadores de calidad del desempeño que nos sirven de base para el desarrollo de todas las operaciones del día a día.

## Cifras relevantes de la operación y el mercado

Como resultado del compromiso de nuestro equipo humano y gracias a la suma de energías con los agentes del mercado, logramos operar el SIN y administrar el MEM de acuerdo con las necesidades del país, afrontando los retos que se presentaron con profesionalismo y visión de negocio.

## Agentes del mercado

Los agentes son los diferentes actores del ecosistema de energía del país con quienes sumamos energías para entregar un servicio confiable, eficiente, competitivo y más limpio a los colombianos. El MEM contó con 248 empresas registradas al 31 de diciembre de 2018, las cuales se representan con las siguientes actividades por tipo de agente:



Se registraron 20 nuevos agentes en 2018: 1 generador, 15 comercializadores, 4 transmisores regionales; de manera voluntaria se retiraron 4 agentes, 2 generadores y 2 comercializadores.

## Características del SIN

### Transformación

Nivel de Transformación	Capacidad de Transformación (MW)
Transformación 110 kV	8,254.13
Transformación 115 kV	7,735.13
Transformación 121.4 kV	342
Transformación 138 kV	53.2
Transformación 220 kV	13,754.10
Transformación 230 kV	18,431.70
Transformación 245 kV	201
Transformación 500 kV	11,940.00
<b>Total de transformación SIN</b>	<b>60,711.26</b>

Compensadores estáticos	
Compensador estáticos SVC 500 kV	1
Compensador estáticos SVC 230 kV	1
Compensador estáticos SVC 34.5 kV	1
<b>Total compensadores estáticos SIN</b>	<b>3</b>

## Líneas de transmisión

Líneas	Longitud km
Transmisión 110 - 115 kV	11,137.69
Transmisión 138 kV	15.5
Transmisión 220 - 230 kV	12,914.01
Transmisión 500 kV	2,546.47
<b>Total SIN</b>	<b>26,613.67</b>

## Generación

Concepto	Cantidad
Plantas de generación hidráulica DC	28
Plantas de generación térmica DC	34
Plantas de generación hidráulica NDC	116
Plantas de generación térmica NDC	34
Plantas de generación solar NDC	1
Plantas de generación eólica NDC	1
Embalses	24

Interconexiones internacionales	Líneas
Ecuador 230 kV	4
Ecuador 138 kV	1
Venezuela 220 kV	2
<b>Total interconexiones SIN</b>	<b>7</b>

## Subestaciones supervisadas con PMU's

### Subestaciones supervisadas con PMU's

Subestaciones supervisadas con PMU's | 28

## Indicadores de la operación

Con los indicadores de la operación del SIN medimos las principales variables de la operación del sistema, los límites de estos son acordados por los agentes miembros del Consejo Nacional de Operación, CNO, y para el año 2018 se encontraron plasmados en el Acuerdo CNO 1041 de 2018. En la Tabla 1 mostramos los indicadores de calidad de operación del SIN desde el año 2016 y hasta el año 2018.

Tabla 1. Indicadores de calidad de la operación del SIN 2016 – 2018

Indicador	Unidad de medida	2016		2017		2018	
		Acumulado	Límite	Acumulado	Límite	Acumulado	Límite
Tensión fuera de rango <sup>(1)</sup>	Eventos/año	20	20	21	20	15	20
Variación de frecuencia lenta <sup>(2)</sup>	Eventos/año	2	2	0	2	0	2
Variación de frecuencia transitoria <sup>(3)</sup>	Eventos/año	104	90	86	90	52	90
Demanda no atendida por causas programadas <sup>(4)</sup>	% anual	0.0342	0.0333	0.0403	0.0333	0.0424	0.0333
Demanda no atendida por causas no programadas <sup>(5)</sup>	% anual	0.0325	0.1	0.0299	0.065	0.0339	0.065

(1) Se considera deterioro en el nivel de tensión, cuando este queda por fuera de los rangos definidos en el Código de Operación por un lapso mayor de un minuto (90-110% para 220/230 kV y entre 90-105% para 500 kV).

•Para el seguimiento del cumplimiento se excluyen las condiciones de deterioro de la tensión cau-



sadas por atentados.

- Para el seguimiento del cumplimiento se incluirán solo aquellos eventos de tensión que afecten la calidad del voltaje con una duración superior a un (1) minuto.

- El índice de tensión por fuera del rango se calculará mensualmente, como el número de veces que se desvíe la tensión por fuera de los rangos de calidad con una duración superior a un minuto.

(2) Se considera desviación de frecuencia del SIN, cuando esta variable sale de su rango (59.8 - 60.2 Hz), debido a pérdida de unidades de generación, conexión o desconexión de carga, eventos en la red de transporte o cuando las plantas asignadas para el control de frecuencia del SIN se quedan sin margen de regulación.

El índice de desviación de frecuencia lenta del SIN se calculará mensualmente como el número de veces que se desvíe la frecuencia y permanezca por fuera del rango por un periodo mayor a 60 segundos.

(3) Se considera desviación de frecuencia del SIN, cuando esta variable sale de su rango (59.8 - 60.2 Hz), debido a pérdida de unidades de generación, conexión o desconexión de carga, eventos en la red de transporte o cuando las plantas asignadas para el control de frecuencia del SIN se quedan sin margen de regulación.

El índice de desviación de frecuencia transitorio del SIN se calculará mensualmente como el número de veces que se desvíe la frecuencia y permanezca por fuera del rango por un periodo menor a 60 segundos.

(4) Se considera demanda no atendida programada, cuando ocurre la ausencia del suministro debido a las siguientes causas:

- Mantenimientos en equipos del Sistema Interconectado Nacional - SIN.

- Determinada desde el despacho diario por déficit de generación ante indisponibilidad de unidades o por insuficiencia en el suministro de combustibles.

- Programada mediante Acuerdo del CNO.

- Se excluye la limitación de suministro, debida al cumplimiento de la Resolución CREG 116 de 1998 y aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Se calcula como: MWh no atendidos en el período de interés / MWh de demanda total en el período de interés.

(5) Se considera demanda no atendida no programada, cuando ocurre la ausencia del suministro

debido a las siguientes causas:

- Salidas forzadas de elementos del Sistema Interconectado Nacional SIN.
- Condición eléctrica o energética ocasionada por atentados en contra de elementos del SIN.

Se calcula como: MWh no atendidos por causas no programadas en el período de interés / MWh de demanda total en el período de interés.

## Variables de la operación del SIN

Variables	2017*	2018	Variación	Crecimiento 2018 vs 2017
<b>OFERTA</b>				
Volumen útil diario (GWh)	11,091.0	12,160.7	1,069.7	9.6%
Volumen respecto a capacidad útil	64.6%	71.7%		
Aportes hídricos (GWh)	62,962.4	65,829.0	2,866.6	4.6%
Aportes respecto a la media histórica	96.5%	102.7%		
Vertimientos (GWh)	3,444.7	5,302.9	1,858.2	53.9%
Capacidad neta SIN (MW)	16,778.7	17,312.5	533.8	3.2%
<b>GENERACIÓN</b>				
<b>DC: Despachado Centralmente (GWh)</b>	<b>61,494.4</b>	<b>62,413.4</b>	<b>919.1</b>	<b>1.5%</b>
Hidráulica (GWh)	53,553.0	52,059.4	-1,493.6	-2.8%
Térmica (GWh)	7,941.4	10,352.9	2,411.4	30.4%
Solar (GWh)		1.2	1.2	
<b>NDC: No Despachado Centralmente (GWh)</b>	<b>5,172.7</b>	<b>6,529.5</b>	<b>1,356.8</b>	<b>26.2%</b>
<b>Menor (GWh)</b>	<b>4,429.9</b>	<b>5,678.3</b>	<b>1,248.4</b>	<b>28.2%</b>
Biomasa	6.1	3.8	-2.2	-37.0%
Combustible fósil	640.9	1,058.3	417.5	65.1%
Eólica	3.1	43.4	40.4	1314.2%
Hidráulica	3,774.5	4,563.7	789.2	20.9%
Solar	5.4	9.0	3.6	100.0%
<b>Cogenerador (GWh)</b>	<b>633.7</b>	<b>734.0</b>	<b>100.3</b>	<b>15.8%</b>
Biomasa	625.1	725.3	100.2	16.0%
Combustible fósil	8.6	8.7	0.0	0.5%
<b>Autogenerador (GWh)</b>	<b>109.1</b>	<b>117.2</b>	<b>8.2</b>	<b>7.5%</b>
Biomasa	1.6	0.7	-0.9	-57.2%
Combustible fósil	92.0	90.8	-1.2	-1.3%
Hidráulica	15.5	23.9	8.4	54.5%
Solar		1.8	1.8	
<b>Total generación (GWh)</b>	<b>66,667.1</b>	<b>68,943.0</b>	<b>2,275.9</b>	<b>3.4%</b>

### INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

Exportaciones a Ecuador (GWh)	18.5	106.1	87.6	472.7%
Importaciones de Ecuador (GWh)	194.2	233.2	38.9	20.0%
Exportaciones a Venezuela (GWh) (1)	0.4	0.3	-0.1	-27.4%

### DEMANDA

Comercial (GWh) (2)	66,861.3	69,176.1	2,314.9	
Nacional del SIN (GWh) (3)	66,893.1	69,121.4	2,228.3	3.3%
Regulada (GWh) (3)	45,787.0	40,952.3	1,165.2	2.6%
No Regulada (GWh) (3)	20,759.9	21,798.3	1,038.5	5.0%
No atendida (GWh)	50.7	61.7	1.0	
Potencia (MW)	9,396.0	10,190.0	194.0	1.9%

### EMISIONES DE CO2

Emisiones de CO2 (Ton)	5,517,959.0	7,384,932.0	1,866,973.0	34%
Emisiones de CO2 (g/kWh)	82.8	107.1	24.3	29%

(1) No son intercambios en el sentido estricto. Corresponden a flujos de potencia que se originan a través de la línea Cuestecitas-Cuatricentenario 230 kV que opera normalmente cerrada en Cuestecitas y abierta en Cuatricentenario.

(2) Llamada demanda total. Incluye la demanda nacional del SIN, más exportaciones a Ecuador y Venezuela menos demanda no atendida.

(3) El crecimiento de la demanda del SIN, la Regulada y la No Regulada se calcula ponderada por tipo de día.

\*Se actualizaron cifras para el año 2017 teniendo en cuenta la mejor información disponible (incluyendo ajustes a la factura).

## Variables del mercado

Variables	2017	2018	Variación	Crec.
<b>TRANSACCIONES</b>				
Energía tratada en bolsa (GWh)	15,254.44	19,723.81	4,469.37	2.44%
Energía tratada en contratos (GWh)	61,202.95	74,308.53	8,714.58	9.96%
Total energía tratada (GWh)	66,688.39	81,822.34	7,184.05	9.19%
Desviaciones (GWh)	67.74	95.17	27.43	65.13%
Porcentaje de la demanda tratada en bolsa (%)	28.00%	29.51%	0.00	-0.20%
Porcentaje de la demanda tratada en contratos (%)	100.00%	100.33%	0.00	62.0%
Valor tratado en bolsa nacional (millones \$)	2,032,441.85	2,232,204.89	209,763.04	12.78%
Valor tratado en contratos (millones \$)	11,805,291.25	13,289,064.72	1,984,473.98	17.55%
Ficco promedio aritmético bolsa nacional (\$/MWh)	103.41	116.06	14.65	14.44%
Precio promedio ponderado bolsa nacional con la generación real (\$/MWh)	107.77	117.54	9.77	3.06%
Precio promedio ponderado de contratos con la energía desechada en contratos bilaterales (\$/MWh)	167.75	177.68	9.93	5.89%
Restricciones sin aliviar (millones \$)	1,232,539.33	1,993,573.37	556,993.64	43.99%
Responsabilidad comercial AGC (millones nacional)	326,148.91	343,791.28	17,244.45	5.31%
Desviaciones (millones \$)	4,790.49	11,037.68	6,327.24	130.20%
Cargas CHO y ASIC (millones \$)	129,994.76	126,121.19	8,326.41	4.62%
Total transacciones mercado sin contratos (millones \$)	4,745,646.54	5,792,201.11	1,848,844.97	22.05%
Total transacciones del mercado (millones \$)	16,050,937.39	18,081,854.33	3,030,916.95	18.86%
Rentos de congestión (millones \$)	2,514.95	8,331.39	5,796.38	228.56%
Valor a distribuir cargo por confiabilidad (millones \$)	3,418,233.04	3,603,894.93	185,661.89	5.43%
Desviaciones del Cargo por Confiabilidad (millones \$)	2.23	-	-2.23	-100.00%
Restricciones Finales - Con alivios (millones \$)	1,454,917.69	1,996,942.98	542,025.33	27.26%
Reconciliaciones Negativas (millones \$)	825,457.06	1,115,775.28	218,318.28	22.73%
Reconciliaciones Positivas (millones \$)	1,316,886.61	2,779,256.98	772,379.19	59.47%
Rescisión Res. CREG 178 de 2015 (millones \$)	163,872.64	159,673.21	-3,199.43	-1.96%
Balance Civil Programa de Abono Compensatorio (Bas. CREG 019/2018) (millones \$)	34,698.70	-1,503.21	-36,202.61	-104.32%
Ingreso Regulado de OPACOM (millones \$)	124,011.05	120,595.45	2,583.64	2.08%
Liquidación de la Energía Excedente (Res. 197/2015) (millones \$)	-	-	-	0.00%

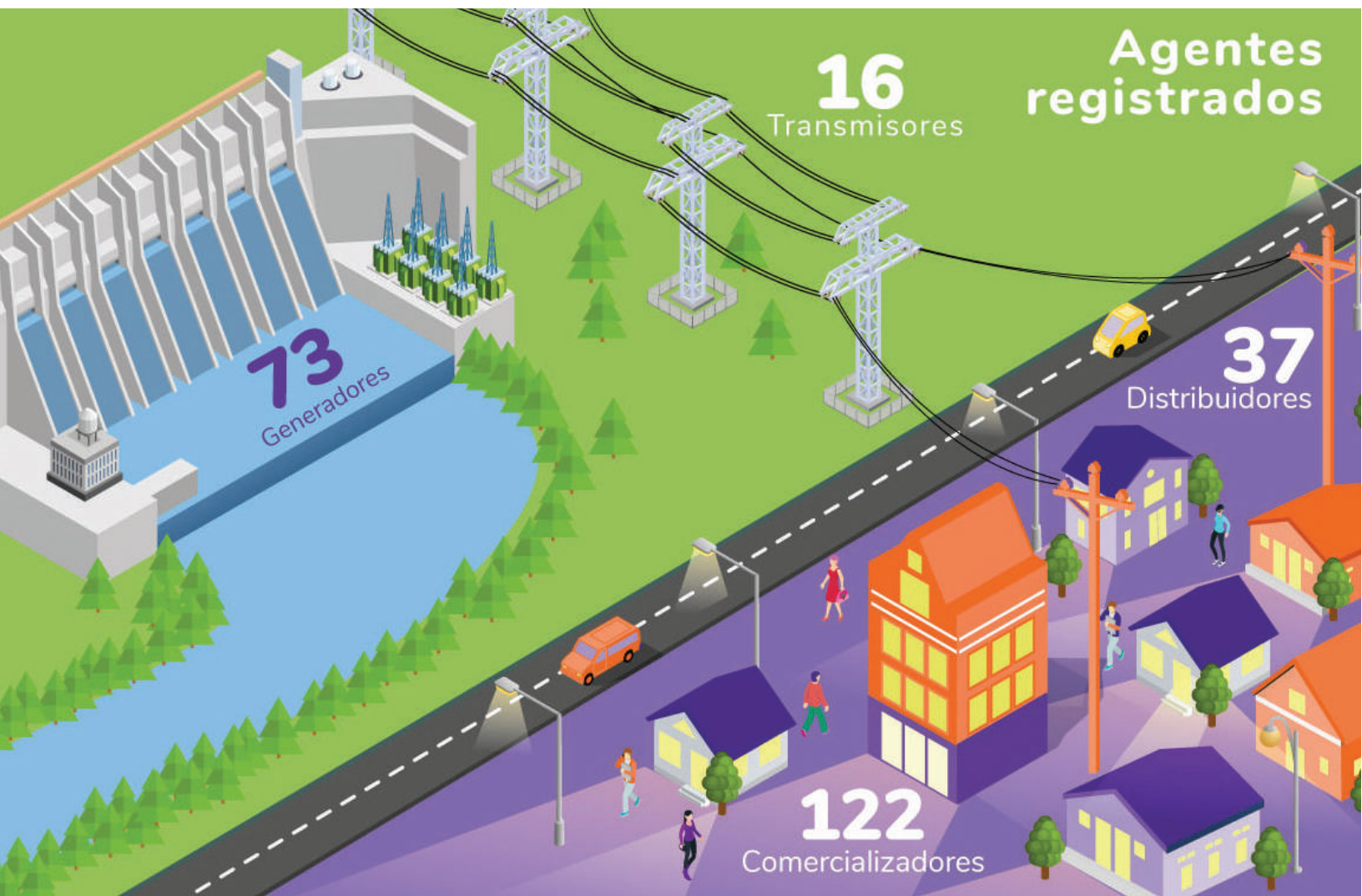


- (1) FAZNI - Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas.
- (2) FOES - Fondo de energía social.
- (3) FAER - Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas.
- (4) PRONE - Programa de normalización de redes eléctricas
- (5) El valor de cargos por uso del STN incluye la contribución al FAER y la contribución PRONE.
- (6) Corresponde a los ingresos para las ADD (áreas de distribución) Oriente, Occidente, Sur y Centro desde enero a noviembre 2017.

## Registro de agentes, fronteras y contratos

### Gestión de agentes

Los agentes son los diferentes actores del ecosistema de energía del país con quienes sumamos energías para entregar un servicio confiable, eficiente, competitivo y más limpio a los colombianos. El MEM contó con 248 empresas registradas al 31 de diciembre de 2018, las cuales se representan con las siguientes actividades por tipo de agente:





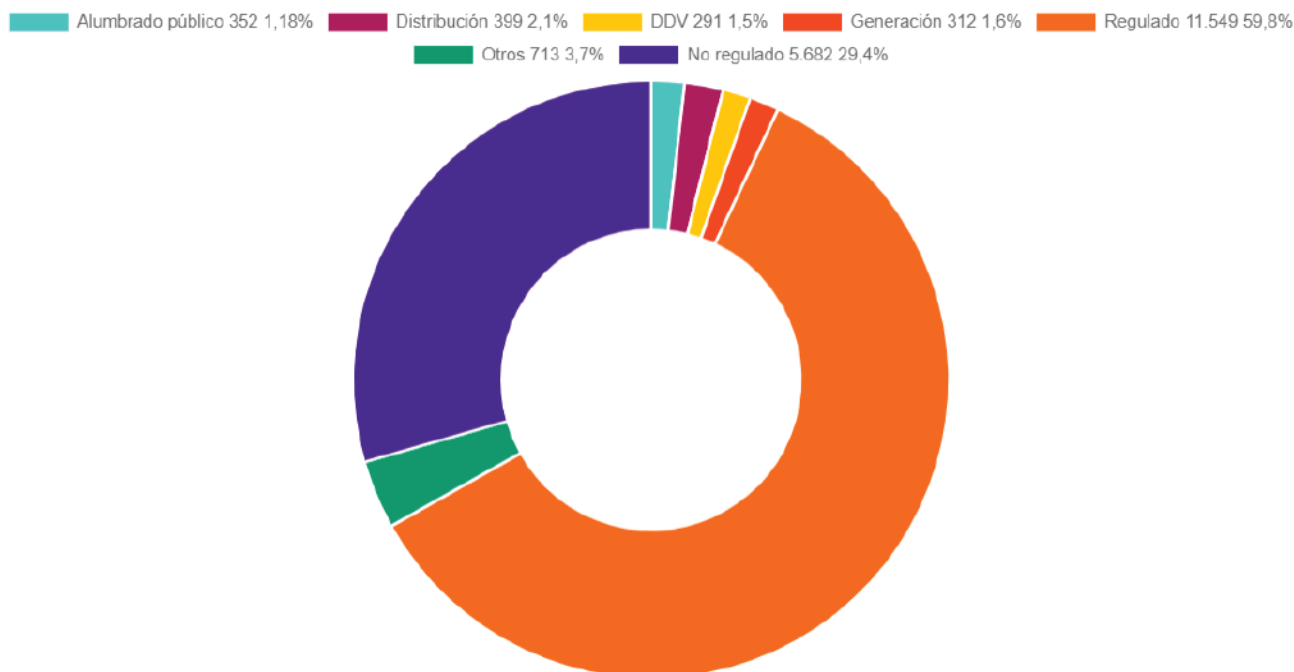
## Fronteras registradas por tipo

En el año 2018, el total de fronteras comerciales registradas en el ASIC fueron de 19,298, que corresponden a un aumento del 10.41% respecto al año 2017, las cuales se discriminan en 352 de alumbrado público, 399 de distribución, 291 tipo DDV, 312 de generación, 5,682 tipo no regulado, 11,549 tipo regulado y 713 tipo otros (se considera como otros las fronteras comerciales entre agentes, TIE, internacional, consumo propio y auxiliar). Véase Gráfica 1.

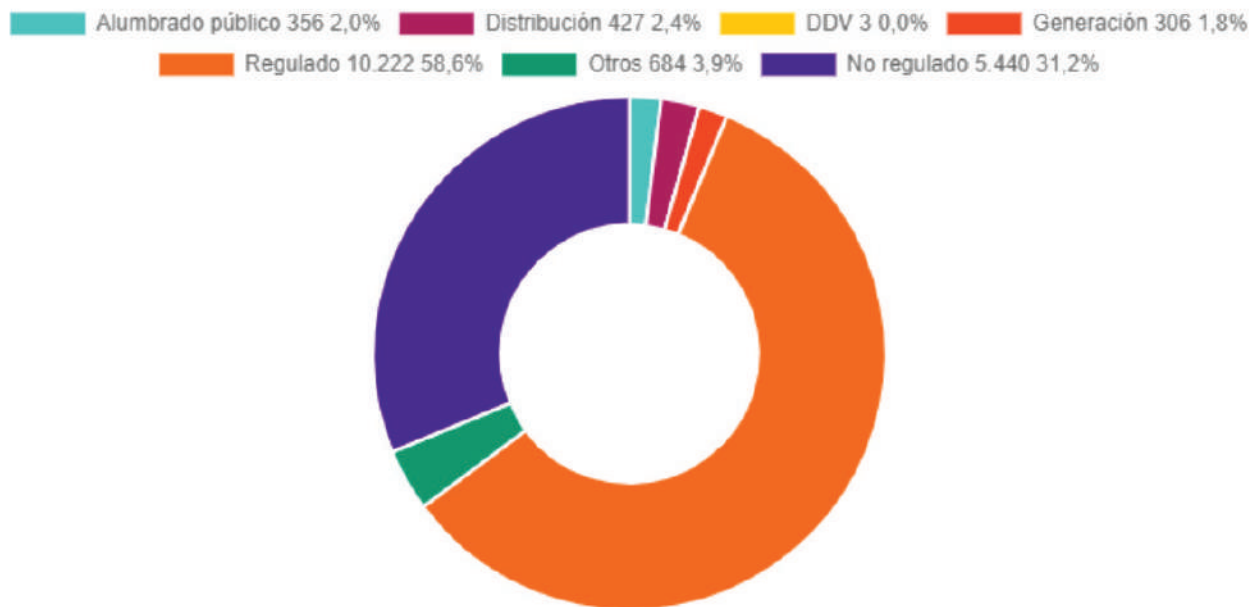
Las fronteras comerciales con mayor incremento porcentual respecto al año 2017, se presentaron en las de tipo DDV, con un total de 291 fronteras, equivalentes al 9,600% de incremento. Lo anterior, se debe a la oportunidad de negocio de los agentes según lo establecido en la Resolución 098 de 2018. Véase las Gráficas 1 y 2.

Para el caso de las fronteras de tipo regulado, se tuvo un incremento de 1,286 fronteras, que corresponden a un aumento de 12.53% respecto al año 2017. La participación de este tipo de fronteras sigue ocupando más del 50% de la matriz de fronteras registradas en el Mercado de Energía Mayorista con un incremento del 1.13% de participación al año 2017. Véase las Gráficas 1 y 2.

Gráfica 1. Fronteras registradas al 31 de diciembre del 2018



Gráfica 2. Fronteras registradas al 31 de diciembre del 2017



## Energía por tipos de frontera

### Demanda en el mercado regulado por comercializador.

La demanda total en el 2018 para el mercado regulado de las fronteras inscritas en el ASIC fue 1,524.62 GWh, presentando un crecimiento del 3.54% respecto al año 2017. El comercializador no asociado a un operador de red con mayor demanda comercial en el mercado regulado fue VATIA S.A. E.S.P. con un valor de 703.09 GWh en este mercado, seguido por DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. E.S.P. que tuvo una demanda total en el año de 376.17 GWh y en un tercer lugar ENERTOTAL S.A. E.S.P. con 224.95 GWh. En los últimos años, estos tres agentes ocupan los primeros puestos de los comercializadores con el mayor número de fronteras comerciales representadas ante el MEM. El mayor porcentaje de

sus fronteras son del mercado regulado y entre los tres agentes, a corte del 31 de diciembre de 2018, contaron con 10,182 fronteras del regulado, lo que equivale al 88.16% del total de fronteras de este mercado registradas a esa fecha; tal como se observa en la Tabla 1, donde además se muestra la demanda en GWh representada en el año para cada agente con fronteras comerciales con reporte al ASIC en ese mercado. Así mismo, se ilustra el crecimiento o decrecimiento de la atención de la demanda en dichas fronteras comerciales, con respecto al 2017, y las fronteras que habían registradas a 31 de diciembre de ese año.

Tabla 1. Demanda comercial del mercado regulado en fronteras con reporte al ASIC.

Comercializador	Fronteras reguladas 2017	Fronteras reguladas 2018	Demanda fronteras reguladas 2017 (GWh)	Demanda fronteras reguladas 2018 (GWh)	Variación de la demanda regulada 2017 - 2018 (%)
VATIA S.A. E.S.P.	3.865	3.866	711,17	703,09	-1,14%
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	3.721	4.146	376,17	376,17	0,00%
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	2.033	2.170	251,80	224,95	-10,66%
PROFESIONALES EN ENERGIA S.A. E.S.P.	34	542	0,92	89,94	9682,71%
RUITOQUE E.S.P.	121	90	40,36	27,59	-31,6%
A.S.C. INGENIERIA S.A. E.S.P.	127	124	21,55	20,78	-3,6%
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	1	1	18,82	19,32	2,6%
RENOVATIO TRADING AMERICAS S.A.S. E.S.P.	12	91	0,30	12,32	4044,7%
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	57	56	7,03	8,81	25,4%
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	11	13	7,57	7,28	-3,9%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	13	13	6,92	7,13	3,0%
ENERCO S.A. E.S.P.	0	147	0,00	6,42	0,00
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	21	23	4,58	6,29	37,4%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	239	197	4,35	5,43	24,6%
DICELER S.A. E.S.P.	0	34	0,00	2,52	0,0%
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	1	1	2,21	2,18	-1,3%
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	1	2	17,38	2,15	-87,6%
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	9	9	1,03	1,13	10,3%
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	2	1	0,34	0,74	117,1%
QI ENERGY S.A.S. E.S.P.	0	22	0,00	0,35	0,0%
COMPAÑIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	1	1	0,04	0,04	-9,6%
<b>TOTAL</b>	<b>10.269</b>	<b>11.549</b>	<b>1.472,54</b>	<b>1.524,62</b>	<b>3,5%</b>

En 2018, 21 agentes representaron fronteras con reporte al ASIC del tipo regulado, tres agentes más que en el 2017 (ENERCO S.A. E.S.P., DICELER S.A. E.S.P. y QI ENERGY S.A.S. E.S.P.). De los 21 agentes, 12 son los comercializadores asociados con los operadores de red, determinando su demanda comercial del mercado regulado mediante un balance entre sus fronteras entre agentes con el STN y con otros operadores de red, descontando la generación y demandas representadas por otros agentes comercializadores con fronteras en su mercado de comercialización; no obstante, las fronteras que se indican en la Tabla 1 para estos comercializadores-operadores de red, corresponden con usuarios que han decidido voluntariamente ser atendidos por el comercializador incumbente, pero por imposibilidad técnica, deben conectarse a través de las redes de fronteras comerciales representadas por otros comercializadores.

De la Tabla 1 se observa que el comercializador que más redujo su demanda del mercado regulado, representada en estas fronteras con reporte al ASIC, en 2018 respecto al 2017 fue ENERTOTAL S.A. E.S.P. con 26.85GWh menos con respecto al 2017 (10.66% menos), aunque porcentualmente la mayor disminución se presentó para Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. que, aunque de 1 frontera del mercado regulado en 2017 pasó a 2 en 2018 y su demanda disminuyó de 17.38 GWh a 2.15GWh en el año.

### Demanda en el mercado no regulado por comercializador.

La Tabla 2 muestra el comparativo del número de fronteras existentes a corte del 31 de diciembre de 2018 respecto del 31 de diciembre de 2017 y la demanda que representaron estas fronteras en cada uno de estos años para los agentes comercializadores que participaron en el MEM (se excluyen en las cifras los valores que correspondieron a los usuarios del tipo Alumbrado Público).

co, los cuales se detallan en la Tabla 3). Se observa que en general, la demanda de este mercado aumentó aproximadamente un 6.3%, pasando de 16,799 GWh en 2017 a 17,865 GWh en 2018. La tendencia muestra que los mayores oferentes de demanda en este mercado son los agentes asociados con generadores y el comercializador asociado con el operador de red que atiende el mayor número de departamentos en el país (Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.), tal como se observa para los 5 primeros lugares de Tabla 2.

Comercializador	Fronteras no reguladas 2017	Fronteras no reguladas 2018	Demanda de fronteras no reguladas 2017	Demanda de fronteras no reguladas 2018	Variación de la demanda no regulada 2017 - 2018 (%)
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	1.347	1.351	3.743,87	4.774,05	26,2%
EMGESA S.A. E.S.P.	994	1.077	3.012,71	3.944,04	9,2%
ISAGEN S.A. E.S.P.	262	290	3.039,25	3.003,05	-2,18%
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	977	767	1.954,86	1.250,66	-15,6%
SOLHE33 ENERGY S.A.S E.S.P.	0	3	0,00	1.138,99	0,0%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	547	605	742,92	869,97	16,9%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	276	308	496,13	522,79	5,4%
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	10	38	907,09	439,49	-54,1%
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	62	59	311,43	236,79	-24,0%
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	145	162	176,81	191,63	8,4%
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.	11	0	154,25	149,56	-8,9%
COMPANIA ENERGETICA DEL TOJIMA S.A. E.S.P.	96	101	146,77	149,53	1,9%
ECOPETROL ENERGIA S.A.S E.S.P.	0	98	0,00	125,35	0,0%
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	8	7	124,21	124,77	0,4%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	112	124	66,61	100,78	16,4%
RUITOQUE E.S.P.	62	88	69,17	99,67	44,5%
PROELECTRICA & CIA. S.C.A. E.S.P.	3	2	67,75	93,16	6,1%
VATIA S.A. E.S.P.	82	103	115,34	90,05	-21,9%
ITALCOL ENERGIA S.A. E.S.P.	20	21	68,85	77,32	12,3%
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	57	63	77,16	75,79	-1,8%
RENOVATIO TRADING AMERICAS S.A.S E.S.P.	60	67	41,93	69,73	66,3%
COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	43	46	64,11	68,82	7,4%
TERPEL ENERGIA S.A.S. E.S.P.	138	161	55,75	47,44	-14,9%
CEMEX ENERGY S.A.S E.S.P.	3	7	41,40	44,88	8,2%
COMPANIA DE ELECTRICIDAD DE TLUJA S.A. E.S.P.	25	24	44,65	41,54	-7,4%
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	27	37	26,09	40,07	11,0%
PROFESIONALES EN ENERGIA S.A. E.S.P.	19	28	21,62	31,17	58,1%
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	31	52	17,47	27,61	59,2%
ENERGIA Y AGUA S.A.S E.S.P.	26	24	28,07	27,17	-3,2%
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	10	9	3,84	17,09	73,7%
RIOPAILA ENERGIA S.A.S E.S.P.	2	2	15,10	11,03	-21,0%
CENTRALES ELECTRICAS DENARIÑO S.A. E.S.P.	24	18	22,07	13,38	-39,4%
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	8	9	6,43	8,33	29,4%
GENERSA S.A.S E.S.P.	14	2	10,01	4,00	-60,1%
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DE SANTANDER S.A. E.S.P.	2	2	1,07	1,01	-5,6%
A.S.C. INGENIERIA S.A. E.S.P.	0	0	0,33	0,01	85,0%
DICELEF S.A. E.S.P.	0	2	1,95	0,25	-87,3%
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	0	0	2,44	0,00	-100,0%
CODENSA S.A. E.S.P.	0	0	2,27	0,00	-100,0%
<b>TOTAL</b>	<b>5.480</b>	<b>5.682</b>	<b>16.799,50</b>	<b>17.865,95</b>	<b>6,3%</b>



De la Tabla 2, se observa que los mayores incrementos porcentuales en la demanda con respecto al 2017 lo tienen los comercializadores puros como A.S.C. INGENIERÍA S.A. E.S.P con un 85.6%, RENOVATIO TRADING AMÉRICAS S.A.S. E.S.P con un 66.3%, ENERTOTAL S.A. E.S.P. con un 59.2% y PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A. E.S.P con un 58.1%. Mientras que el mayor incremento en la demanda no regulada lo tiene EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. que paso de 3,743GWh en 2017 a 4,724GWh en 2018, es decir, un aumento del 26.2%

En total, 39 agentes comercializadores representaron demanda del no regulado en 2018, 20 de estos agentes ostentaron la calidad de comercializadores-generadores. 15 de ellos comercializadores-operadores de red. Solo 11 pueden ser considerados comercializadores puros. De los comercializadores-generadores y comercializador-operador, quien más representó demanda del no regulado en 2018 fue EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. con el 26% del total de la demanda no regulada. De los comercializadores puros, quien más representó demanda en el no regulado fue SOUTH32 ENERGY S.A.S E.S.P. con una demanda de 1,138GWh en el 2018.

### Demanda de alumbrados públicos por comercializador.

La Tabla 3 muestra las cifras en demanda de energía y número de fronteras de los alumbrados públicos con reporte al ASIC, representados por agentes comercializadores participantes del MEM.

Tabla 3. Demanda comercial en fronteras de alumbrado público con reporte al ASIC.

Comercializador	Fronteras de alumbrado público 2017	Fronteras de alumbrado público 2018	Demanda de alumbrado público 2017	Demanda de alumbrado público 2018	Variación de la demanda alumbrado público 2016 - 2017 (%)
CODENSA S.A. E.S.P.	2	2	234,17	229,66	-1,9%
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	32	32	196,12	229,50	17,0%
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P	104	106	222,35	227,63	2,4%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	9	9	140,05	146,12	4,3%
COMPAÑIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	15	15	48,23	51,67	7,1%
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	5	6	27,99	50,93	82,0%
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	96	96	50,39	50,41	0,0%
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	23	23	46,85	47,90	2,2%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	16	14	44,29	41,26	-6,8%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	38	38	38,42	39,38	2,5%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	3	3	20,32	19,19	-5,6%
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	1	2	8,25	9,82	19,0%
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	5	0	13,73	9,50	-30,8%
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP	1	1	11,00	9,47	-13,9%
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	1	1	4,82	7,11	47,5%
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	0	1	0,00	3,25	0,0%
PROFESIONALES EN ENERGIA S.A. E.S.P.	1	1	1,59	1,58	-0,2%
A.S.C. INGENIERIA S.A. E.S.P.	2	2	0,49	0,53	6,7%
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	1	0	4,80	0,08	-98,3%
AGUAS DE MANIZALES SA ESP	1	0	21,30	0,00	-100,0%
<b>TOTAL</b>	<b>356</b>	<b>352</b>	<b>1.135,15</b>	<b>1.174,98</b>	<b>3,5%</b>

En la tabla 3 se observa que 20 comercializadores representaron fronteras de alumbrado público ante el ASIC en el 2018, 1 más que en 2017 (DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.). Solo 5 de los 20 agentes fueron comercializadores puros, los demás están asociados a la actividad de operador de red. En 2018, 1,175 GWh fue la demanda asociada en fronteras de alumbrado público, un 3.5% más que en 2017 donde se ubicó en 1,135 GWh al año. El agente comercializador que más atendió alumbrados públicos en 2018 fue la ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P., seguida por la EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P., con 106 y 96 fronteras de alumbrados públicos, respectivamente; no obstante, con solo dos fronteras de alumbrados públicos representados ante el ASIC, CODENSA S.A. E.S.P. es quien representó la mayor demanda de energía en estos alumbrados, con 229.66 GWh al año, seguido de EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. con 32 fronteras y una demanda de 229.50 GWh. En el tercer lugar ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P con 106 fronteras de alumbrados públicos que representaron 227.63 GWh al año.

## Código de medida

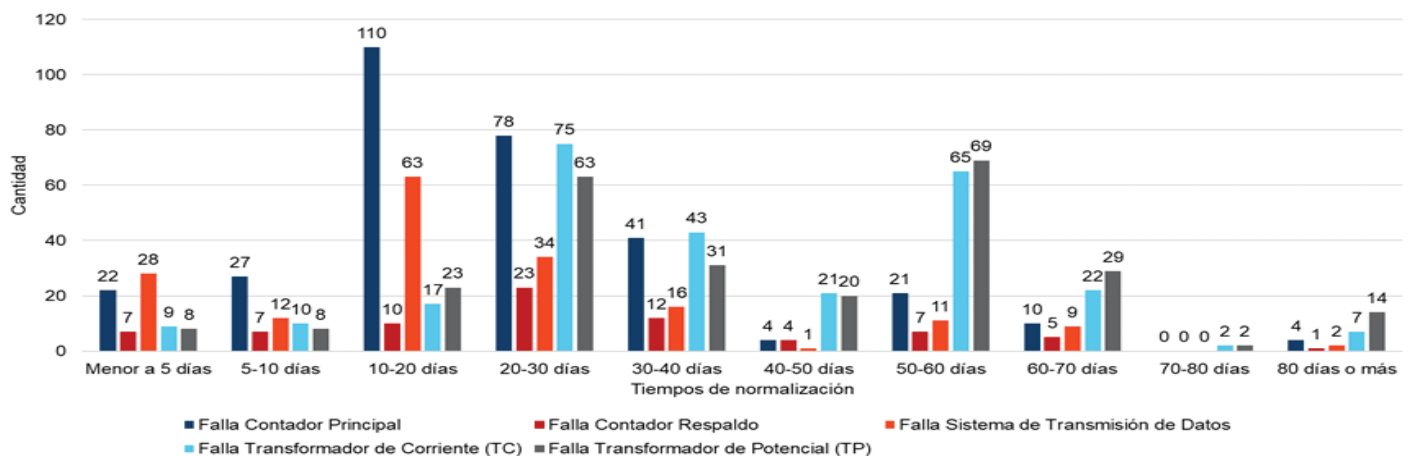
### Cantidad y duración de normalización de fallas por tipo

Durante el año 2018, el número de fallas en los sistemas de medidas asociados a las fronteras comerciales registradas ante el ASIC, fue 23,439, que representa un incremento del 109% respecto a las fallas registradas en el 2017.

La mayor cantidad de fallas, exceptuando las fallas por no envío de lectura, se presentaron los contadores principales de los sistemas de medida con un total de 317 fallas, seguido de las fallas en los transformadores de corriente con un total de 271 fallas. La mayoría de estos tipos de falla, se normalizaron en un intervalo de 20 a 30 días (véase la Gráfica 1).

Las fallas normalizadas con tiempos mayores de 60 días tanto para los tipos de fallas mostrados en la Gráfica 1 como para las fallas por no envío de lectura, corresponden a fronteras de tipo generación, entre agentes, enlace internacional o TIE.

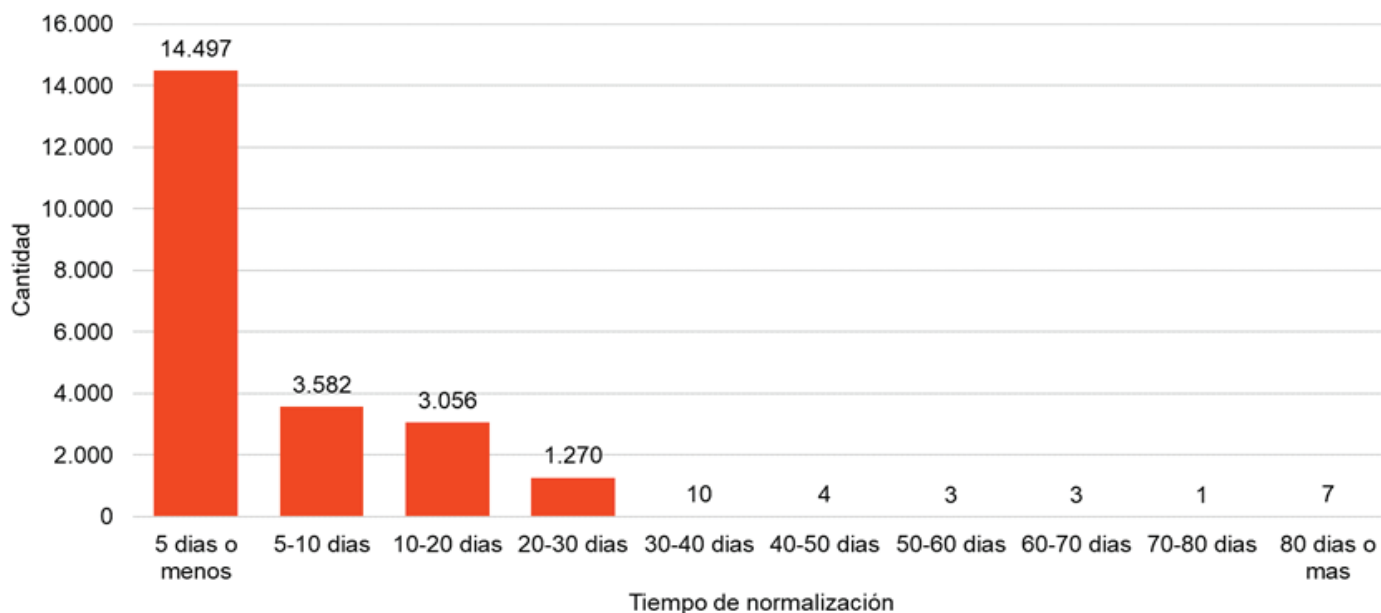
**Gráfica 1. Cantidad y duración de normalización de fallas por tipo registradas en el 2018**



En el caso de las fallas por no envío de lectura, la mayor cantidad fueron normalizadas durante los tiempos establecidos en la regulación.

De acuerdo con los datos presentados en la Gráfica 1 y 2, se puede concluir que la cantidad de fallas por no envío de lectura en el año 2018 representó el 95% del total de las fallas reportadas, mientras que la cantidad de fallas discriminadas por los tipos que se observan en la Gráfica 1, representó el 4.7%.

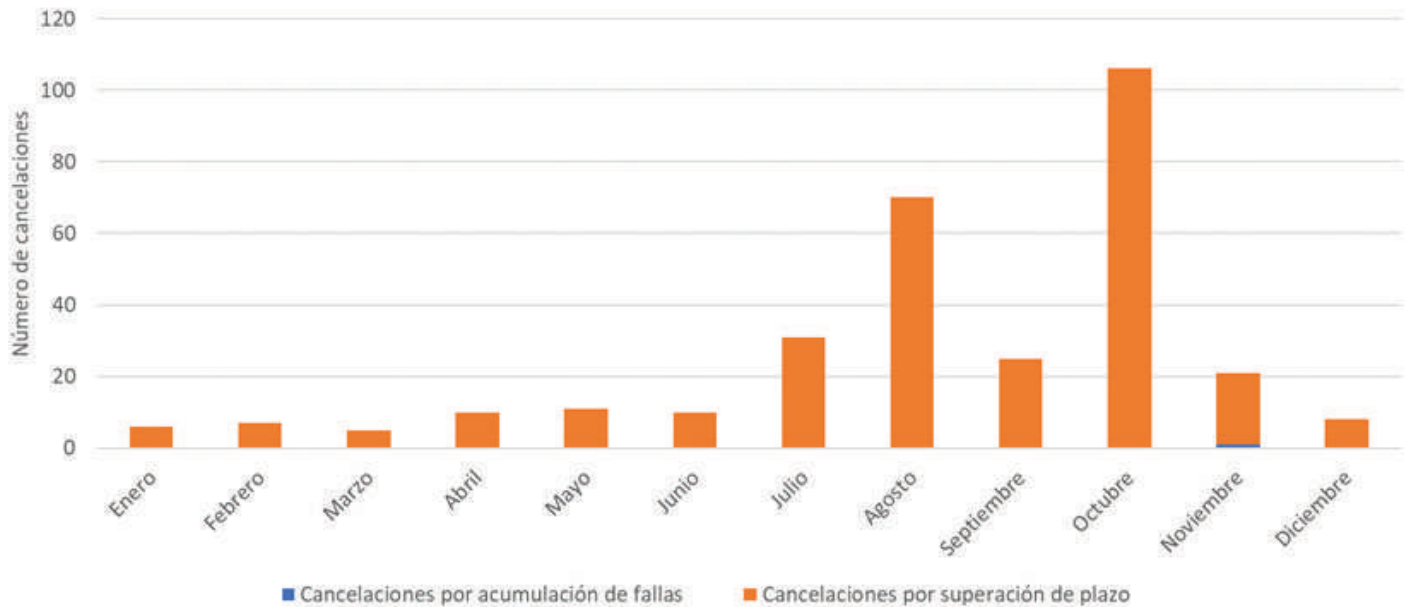
**Gráfica 2. Cantidad y duración de normalización de fallas por no envío de lectura registradas en el 2018**



## Cancelaciones de las fronteras por incumplimiento del código de medida

En el año 2018 se presentaron 310 cancelaciones por incumplimiento del código de medida, de las cuales 309 fueron por superación de plazos y 1 por acumulación de fallas. La mayor cantidad de cancelaciones ocurrieron durante el último trimestre del año.

Gráfica 3. Evolución de cancelaciones por incumplimiento CREG 038 de 2014



## Verificación Quinquenal a las fronteras comerciales 2017 – 2022

En cumplimiento de lo establecido en el Anexo 9 de la resolución CREG 038 de 2014, correspondiente a la Verificación Quinquenal de las Fronteras Comerciales con Reporte al ASIC, donde se establece que el ASIC debe contratar la verificación de los sistemas de medición asociados a las fronteras comerciales con reporte al ASIC, resaltamos los resultados obtenidos en el desarrollo de la Primera Verificación Quinquenal, y la gestión realizada por parte del ASIC, en cumplimiento de lo establecido en la regulación vigente.

Durante el proceso de contratación de las firmas verificadoras se recibieron 5 ofertas, de las cuales solo 2 firmas APPLUS y Consorcio Negawatt – ACI cumplieron con el mínimo técnico y financiero requerido, el objeto del contrato, realizar las verificaciones de los sistemas de medición de las fronteras comerciales con reporte al ASIC, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Operación, expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.



El cálculo de la muestra se realizó, de acuerdo con los criterios establecidos en el literal d) del Anexo 9 del código de medida. El total del tamaño de la muestra fue de 1.270 fronteras, representadas por 106 agentes entre Comercializadores, Generadores y dos Transportadores que representan fronteras de enlace internacional (utilizadas para determinar los intercambios de energía mediante las Transacciones Internacionales de Electricidad – TIE).

El porcentaje de fronteras generadas en la muestra respecto a las fronteras que representa cada agente, indica que al 42% de los agentes se le verificaron el 100% de las fronteras que representa. Adicionalmente de las 16,930 fronteras registradas a la fecha del cálculo del tamaño de la muestra se verificaron 1,261 fronteras con reporte al ASIC, que corresponde al 7.45% de la totalidad de las fronteras registradas en el ASIC.

La muestra calculada el 14 de noviembre de 2017 fue de 1,270 fronteras, de las cuales 9 fueron eliminadas, sin ser reemplazadas, debido a que los agentes que las representaban cancelaron fronteras o cambiaron de agente las que representaban, quedando sin fronteras para una nueva selección con el fin de conservar el valor del tamaño de la muestra. Por lo tanto, de 106 agentes a los que se les asignó muestra 103 fueron objeto real de verificación. Teniendo en cuenta lo anterior, al finalizar la verificación se tuvieron un total de 1,261 informes de verificación finales recibidos en XM S.A. E.S.P. de las firmas de verificación.

**Tabla 1. Fronteras verificadas de acuerdo con el tipo de frontera**

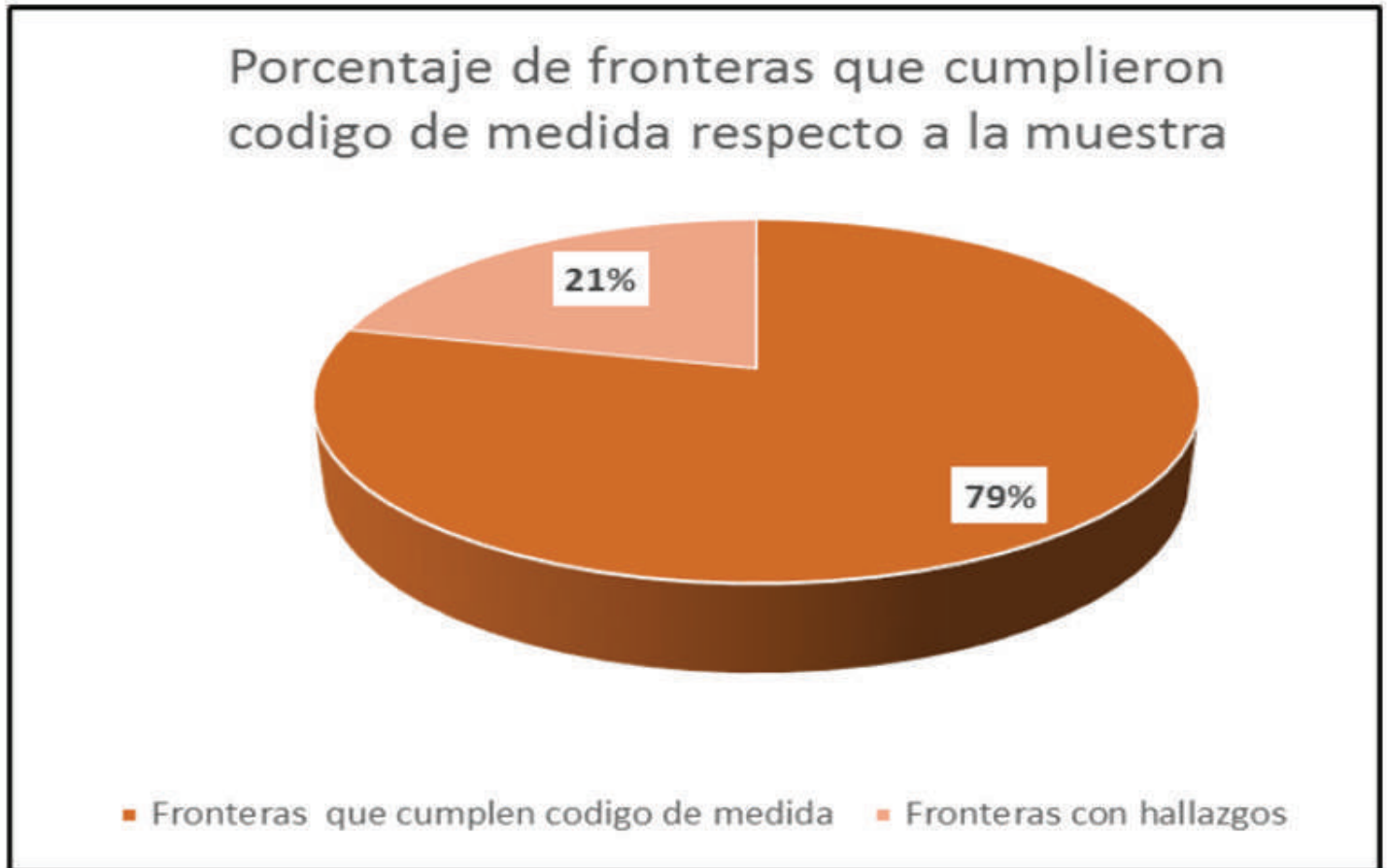
<b>Tipo Frontera</b>	<b>Número de Fronteras generadas en la muestra</b>	<b>Porcentaje de Fronteras respecto al total de la muestra</b>
Tipo Consumo Propio y auxiliares	94	7.46 %
Tipo Entre Agentes	132	10.47 %
Tipo Regulado	256	20.30 %
Tipo No Regulado	532	42.19 %
Tipo Generación	188	14.91 %
Tipo Alumbrado Público con equipo de medida	2	0.16 %
Tipo Enlace Internacional (TIE)	9	0.71 %
Tipo Interconexión Internacional	1	0.08 %
Tipo Distribución	47	3.73 %
<b>TOTALES</b>	<b>1261</b>	<b>100 %</b>

Tabla 2. Fronteras verificadas de acuerdo con el nivel de tensión

Nivel de tensión	# de fronteras de la muestra clasificadas por nivel de tensión	% De Fronteras de la muestra clasificado por nivel de tensión
1	254	20%
2	475	38%
3	264	21%
4	145	11%
5	123	10%
<b>Total general</b>	<b>1261</b>	<b>100%</b>

Con base en lo anterior los resultados obtenidos son: de las 1.261 fronteras verificadas: Cumplen: 993 fronteras y No cumplen: 268 fronteras.

Gráfica 4. Porcentaje de fronteras que cumplieron código de medida respecto a la muestra



Durante el proceso de la Verificación Quinquenal que inició el 14 de noviembre de 2017 se realizaron varias actividades con los agentes, las firmas de verificación contratadas, el Consejo Nacional de Operación – CNO-, el Comité Asesor de Comercialización –CAC- y la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG. Estos espacios permitieron aclarar algunos aspectos de la verificación y definir algunos procedimientos en el desarrollo de las verificaciones:

Entre estas actividades resaltamos las siguientes:

- Taller de capacitación inicial y apertura de la Verificación quinquenal con cada uno de los terceros verificadores: noviembre 2017. Este taller lo realizó el ASIC con el objetivo de validar el detalle del procedimiento a desarrollar, la regulación CREG vigente aplicable, y capacitar a las firmas verificadoras en el medio oficial o sistema utilizado para el desarrollo de la verificación Quinquenal. Además, se trataron temas de facturación y recomendaciones sobre los informes a desarrollar, así como también las obligaciones contractuales y regulatorias.
- Taller introductorio para los agentes del Mercado el 14 de diciembre de 2017, vía streaming, en este taller el ASIC realizó capacitación a todos los interesados referente al procedimiento, regulación y el medio oficial o Sistema que se utilizaría para el desarrollo de la verificación Quinquenal, se dio claridad sobre los plazos de las verificaciones y se presentó el sistema que soporta toda la trazabilidad de la verificación quinquenal. Adicionalmente, se revisó el marco regulatorio aplicable, las definiciones aplicables al proceso, el detalle de los plazos regulatorios, el sistema y manejo del mismo.

Finalmente, se dio claridad sobre el procedimiento y formato establecido por el CAC para el desarrollo de las verificaciones quinquenales, así como también se trató el detalle de los infor-

mes de verificación, las características del informe preliminar, las réplicas y el informe final, especificando los plazos aplicables para estos, se indicó el proceso de la facturación mensual respecto de las verificaciones, y se dieron recomendaciones sobre la verificación quinquenal.

- Taller aclaratorio con firmas Verificadoras, CAC y XM: 21 de marzo de 2018. En dicho taller se estudió en detalle el procedimiento y formato construido por el CAC, donde el CAC dio las pautas a las firmas verificadoras y explicó en detalle todos los aspectos a tener en cuenta en el desarrollo de las verificaciones.
- Taller aclaratorio con el CNO, Firmas Verificadoras, CAC y XM el 16 de abril de 2018. En dicho taller se aclararon puntos aplicables a los acuerdos del CNO. El CNO dio claridad a las firmas verificadoras sobre la aplicación de los Acuerdos CNO: 701/2014, 1004/2017 y 1043/2018 referentes a la aplicación del artículo 17 de la Resolución CREG 038 de 2014.
- Taller estandarización de proceso con firmas Verificadoras, CAC y XM: 30 de mayo de 2018. En dicho taller se retomó el procedimiento y formato aplicable a las verificaciones, el objetivo fue la estandarización y aclaración de proceso por parte del CAC a las firmas verificadoras, se revisó en especial la aplicación de los Artículos 10, 11 y 16 del Código de Medida. Se presentaron diálogos técnicos enfocados al cumplimiento regulatorio y la implementación del procedimiento de la verificación quinquenal.
- Reunión con la CREG, firmas verificadoras, CAC y XM en junio de 2018, con el fin de aclarar aspectos regulatorios sobre la cargabilidad del burden: Anexo 4, Resolución CREG 038 de 2014 y Anexo 3 de circular 098 del 2014-CAC.
- Taller a los agentes, CREG, CAC, CNO, firmas verificadoras y demás interesados el 1 de agosto de 2018. En este taller se interactuó con las

firmas de verificación y se recibieron y aclararon algunas inquietudes. El objetivo del taller fue revisar el proceso de la verificación quinquenal, ver los avances y estado de las verificaciones, se detalló y explicó el tratamiento y el procedimiento de hallazgos.

- Reuniones mensuales, quincenales o semanales de seguimiento con las firmas verificadoras, se trataron periódicamente temas relevantes tanto de procedimiento, así como también inquietudes y quejas por parte de los agentes, y temas de cumplimiento regulatorio y contractual.
- Seguimiento periódico en el CAC, presentando avances del contrato con las firmas verificadoras, el desarrollo y detalle del avance de las verificaciones quinquenales y casos especiales sobre los hallazgos y señales principales que se iban recopilando. Así como también algunas recomendaciones sobre la atención y documentación de la información ante las respectivas verificaciones quinquenales, énfasis especial en conocer las inquietudes de los agentes respecto del proceso.
- Asistencia al CNO y Comité de Operación presentando avances y seguimiento del proceso de la verificación quinquenal. Se presentó la línea de tiempo de la verificación quinquenal, firmas contratadas, principales hallazgos por frontera verificada, entre otros temas.
- Durante los doce meses del transcurso de la verificación hubo comunicación constante con los agentes, resolviendo temas propios de la verificación quinquenal y atendiendo las inquietudes de los mismos, y dando traslado de las observaciones a los conceptos definitivos para las firmas verificadoras.
- Se realizaron informes periódicos de avances de las verificaciones y principales hallazgos a la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios –SSPD con el fin de mantenerlos in-

formados sobre el desarrollo de la verificación quinquenal, principales hallazgos, así como también reporte de agentes que iban incumpliendo el proceso de verificación.

- Publicación periódica de avance de las verificaciones quinquenales en la Página WEB de XM, con el fin de mantener informados a los agentes e interesados sobre el desarrollo y avances de la verificación quinquenal.

El informe detallado del proceso de la primera verificación quinquenal se encuentra publicado en la página web de la XM en el siguiente enlace:

<http://www.xm.com.co/Informes%20Parciales%20Verificacin%20Quinquenal/Informe-Final-Verificación-Quinquenal-Muestra-1.pdf>

## Contratos de largo plazo registrados

Las transacciones de energía en contratos bilaterales de largo plazo permiten determinar las diferencias de energía con respecto al mercado de la **Bolsa de Energía**. La asignación de las cantidades para el **despacho de los contratos** son realizadas por el **ASIC**, en función de las condiciones definidas en cada contrato y las reglas del mercado, por orden de mérito de precio y la modalidad de despacho de los contratos: Primero se asignan las cantidades en los contratos **pague lo contratado**, luego las cantidades **pague lo contratado condicional** y finalmente los contratos **pague lo demandado**.

De acuerdo con lo anterior, la Tabla 1 muestra la clasificación de los contratos de largo plazo registrados desde el año 2009: 1) contratos con cantidades y precios fijos, 2) contratos con cantidades fijas a precios variables, 3) contratos con cantidades variables a precios fijos y 4) contratos con cantidades y precios variables.

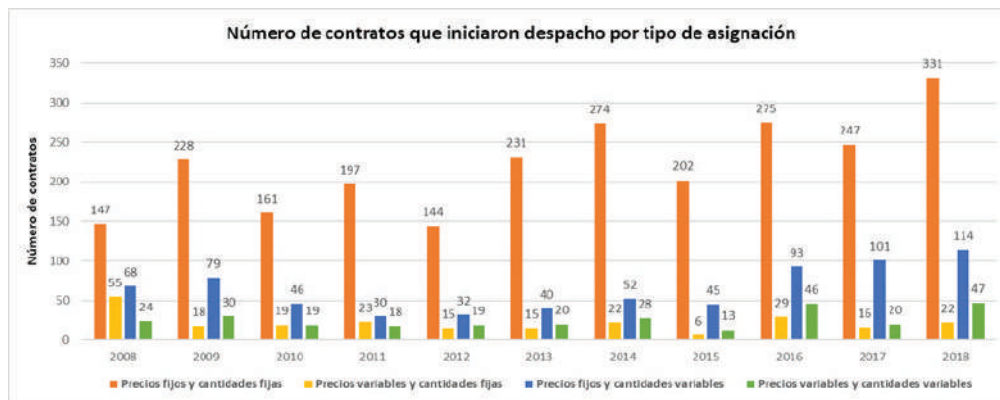


En la Tabla 1, se aprecia que la mayor proporción de los contratos que se han registrado en los últimos 10 años son para bloques de energía de cantidades fijas a precios fijos y la menor tasa de registro se presenta en los contratos con precios variables.

**Tabla 1. Contratos de largo plazo que iniciaron despacho en los últimos 10 años.**

	Cantidades fijas	Cantidades variables
Precios fijos	<b>2290</b> <b>68.01%</b>	<b>632</b> <b>18.77%</b>
Precios variables	<b>185</b> <b>5.49%</b>	<b>260</b> <b>7.72%</b>

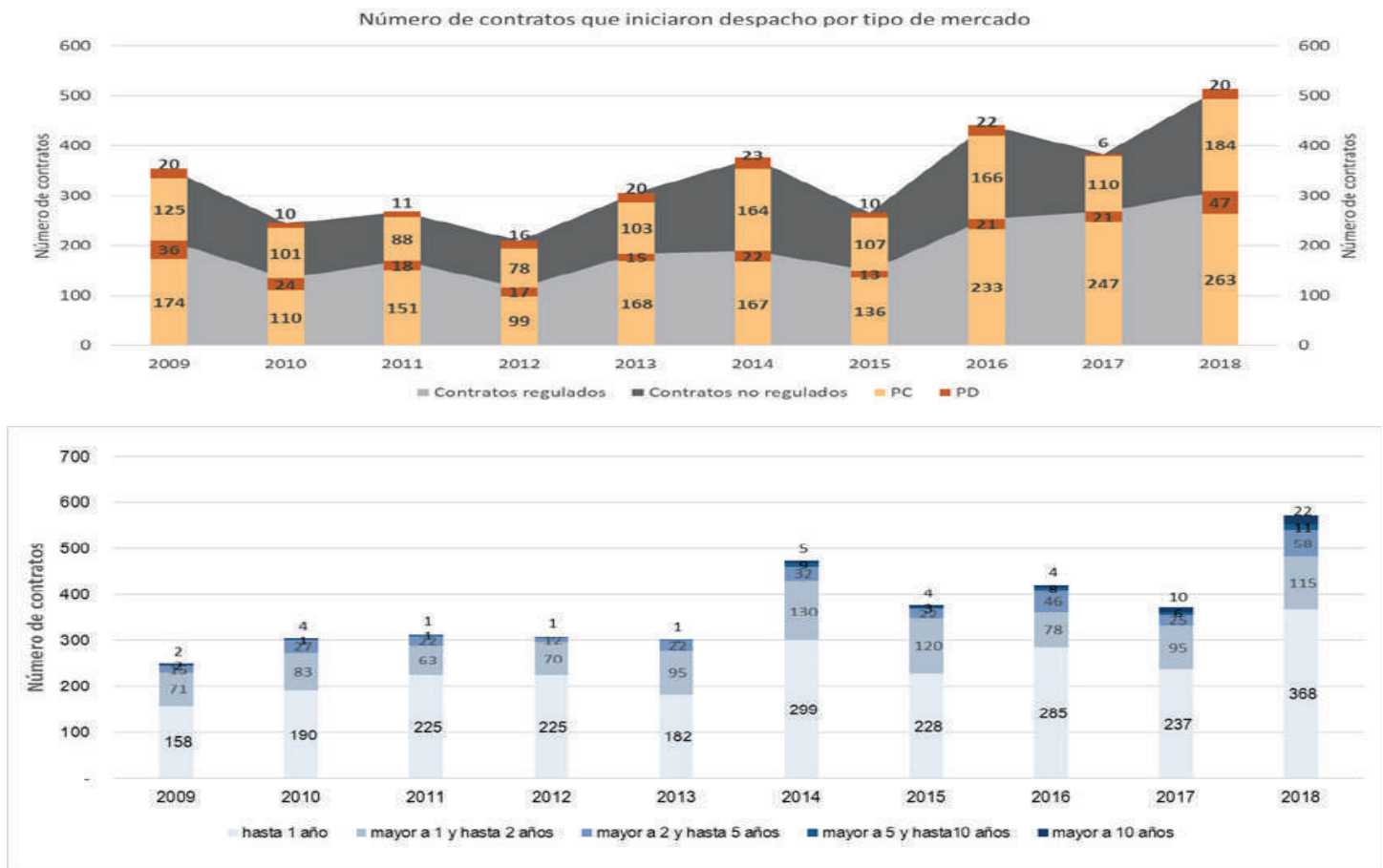
La Gráfica 1 muestra el comportamiento desde 2009 del número de registros de contratos que iniciaron despacho, de acuerdo con el tipo de asignación de la Tabla 1. Se puede ver que 2018 fue el año con el mayor número de contratos que iniciaron despacho en los últimos 10 años. 2011 y 2012 fueron los años con el menor número de contratos que iniciaron despacho. A partir de 2013, se observa un aumento en el número de registros, con una notable caída en 2015, época que coincidió con el fenómeno de “El Niño”. Desde 2011, se aprecia un constante aumento en el número de contratos despachados a precios fijos y cantidades variables, salvo en el 2015. En la tendencia, los contratos a precios y cantidades variables siempre han sido los de menor cantidad de registros en cada año, siendo tan solo de un 5 al 10% en el número de registros que iniciaron despacho en cada año.



**Gráfica 1. Número de contratos que iniciaron despacho por tipo de asignación.**

En la Gráfica 2 se muestra la distribución de las compras en contratos de largo plazo para atender la demanda del mercado regulado y las compras para el mercado no regulado (para la atención de la demanda en este mercado y las obligaciones en ventas en contratos). Los contratos para la atención del mercado regulado han venido en crecimiento desde 2012, excepto en 2015 cuando se presentó el fenómeno de “El Niño”. Los contratos para el mercado no regulado no han tenido un comportamiento regular ya que han crecido y decrecido en número con respecto al año inmediatamente anterior, para los últimos 10 años. Solo entre los años 2013 y 2014 se observó un crecimiento en número de contratos, pasando en 2014 a ser más del doble de lo que se tenía registrado en 2012. Como se observó en la Gráfica 1, se puede ver también en la tendencia de la Gráfica 2 que los contratos en la modalidad pague lo contratado son los que más se registran. En 2017 se ve un decremento en los contratos del mercado no regulado con respecto a los del año 2016, lo que coincide en ese mismo año con el decremento de los contratos de precios variables; lo cual da cuenta de que la mayor proporción de los contratos a precios variables son del mercado no regulado. Así, el aumento de los contratos del mercado no regulado en 2018 refleja también el aumento de los contratos a precios variables del mismo año.

**Gráfica 2. Número de contratos que iniciaron despacho por tipo de mercado.**



**Gráfica 3. Duración de contratos de largo plazo por año de solicitud.**

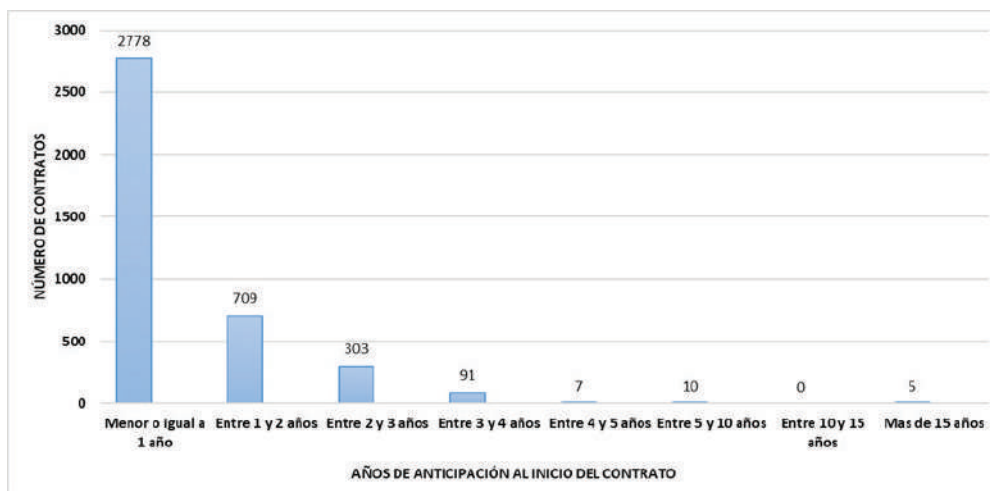
La Gráfica 3 corresponde con la duración en años de los contratos de largo plazo solicitados en registro cada uno de los años de la última década. 2018 ha sido el año en el que más se han solicitado registros de contratos con duraciones de 1 hasta 10 años y más, salvo para los de duración entre 1 y 2 años, cuya mayor cantidad de contratos se registró en 2014. La mayor cantidad de contratos de largo plazo que se registran ante el MEM, cerca del 90%, son de duración de dos años o menos y de acuerdo con los análisis de las Gráficas 1 y 2, estos son en mayor proporción de cantidades y precios fijos.

## Composición despacho de contratos de largo plazo

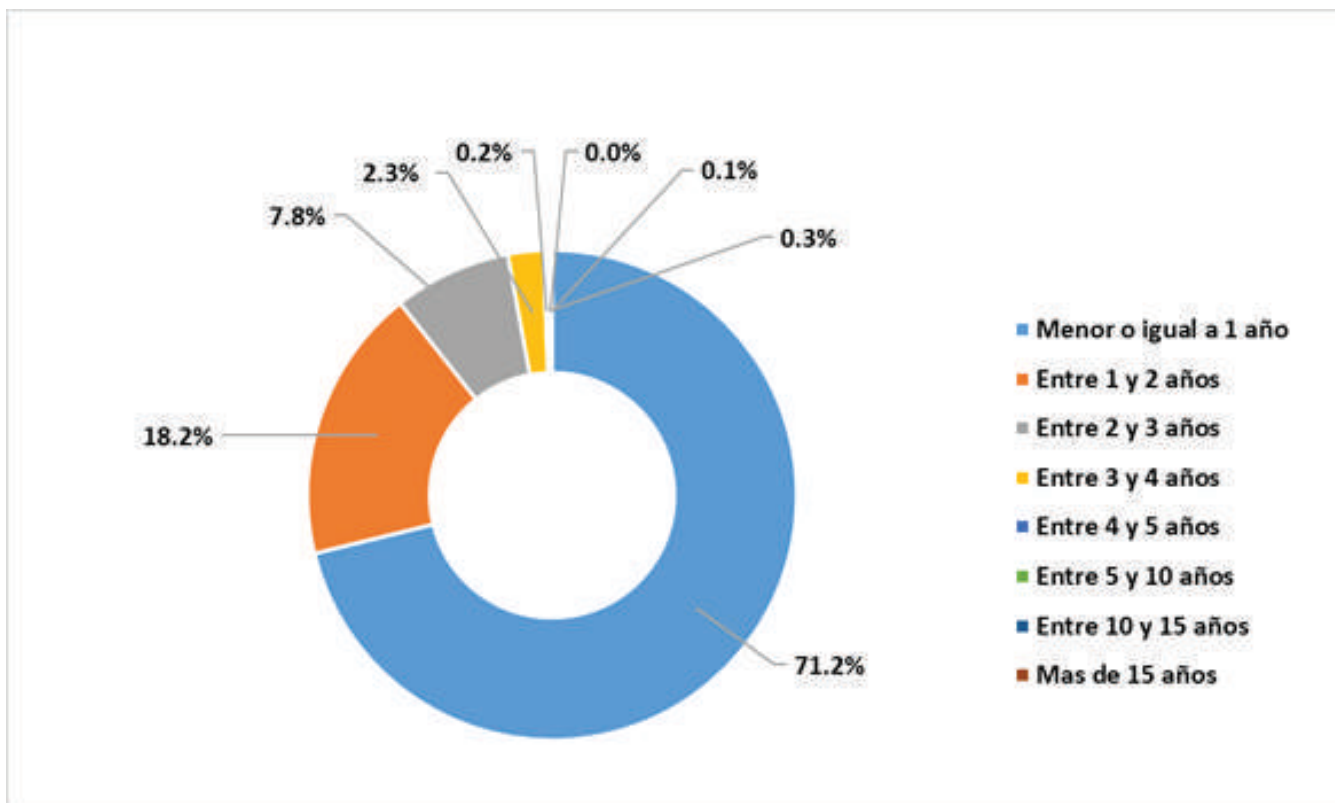
En esta sección se realiza una caracterización para los últimos 10 años de aspectos como el tamaño (cantidades de energía contratadas) y anticipación con la cual se registran los contratos de largo plazo. Adicionalmente, se muestran cifras de los contratos despachados de acuerdo con el tipo de asignación que se trató en la sección Contratos de largo plazo registrados y una estadística descriptiva de la proporción de energía contratada.

Los resultados presentados en este informe consideraron los contratos vigentes hasta 31 de diciembre 2018. En total, la muestra tomada para los últimos 10 años corresponde a 3,903 contratos vigentes en este periodo, de los cuales 2,257 correspondieron a contratos para el mercado regulado (57.9%), y 1,643 al mercado no regulado (42.1%) y 3 para el mercado internacional.

Por otro lado, el tiempo de anticipación con el cual los agentes solicitan el registro de sus contratos de largo plazo respecto al inicio de los mismos, muestra que para los últimos 10 años, la mayoría se registraron con una anticipación de entre 1 a 3 años, tal como se observa en las Gráficas 1 y 2. Los contratos vigentes registrados con un año o menos de anticipación fueron 2,778 (72.1%), entre 1 y 2 años de anticipación 709 (18.2%) y entre 2 y 3 años 303 (7.8%)



Gráfica 1. Número de contratos de largo plazo registrados anticipadamente ante el MEM.



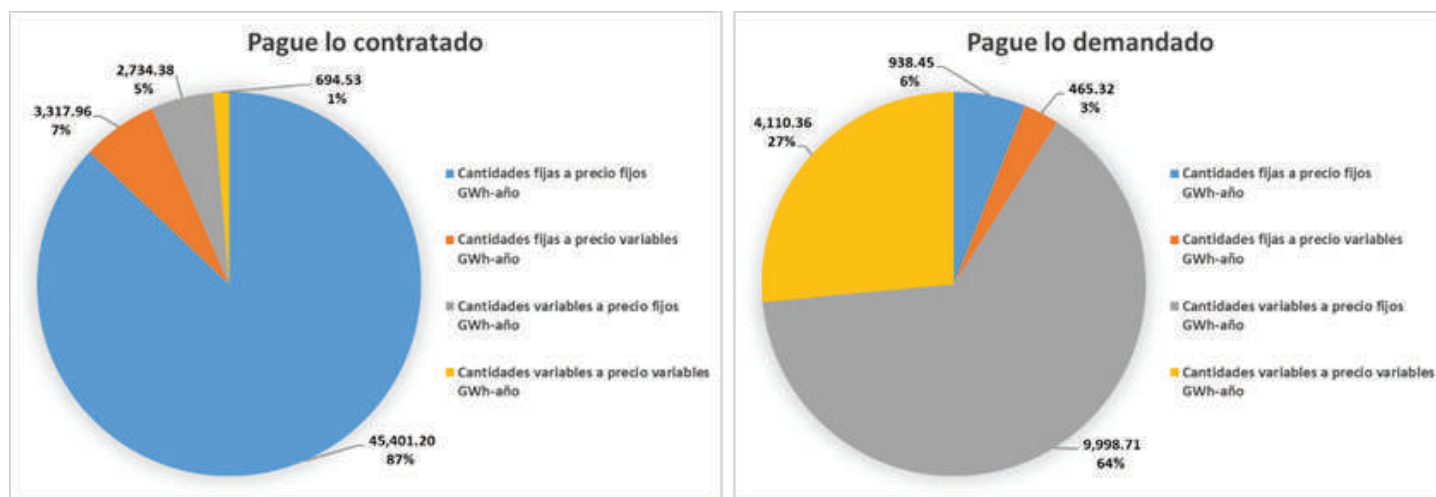
**Gráfica 2. Porcentaje de contratos de largo plazo registrados anticipadamente ante el MEM.**

Del total de la muestra de contratos que se despacharon en estos 10 años, se tiene que 1,933 contratos del mercado regulado fueron del tipo pague lo contratado, lo que equivale al 85.64% en este mercado, mientras que los 324 contratos restantes del regulado fueron del tipo pague lo demandado, correspondiente al 14.36%. En el mercado no regulado, 1,433 contratos fueron del tipo pague lo contratado (87.22% en este mercado) y 210 en pague lo demandado (12.78% en este mercado). Los contratos para el mercado internacional corresponden a 2 del tipo pague lo demandado y 1 pague lo contratado. De los contratos pague lo contratado despachados para todo el mercado en los últimos 10 años, 2,760 correspondieron a contratos de cantidades fijas, 314 con un tope que dependió de la generación real y 293 contratos con un mínimo o un máximo de topes dependientes de diferentes variables como la generación real, generación ideal, demanda y despachos de otros contratos.

Por su parte, de los 536 contratos despachados del tipo pague lo demandado en los últimos 10 años, 206 dependieron de la demanda comercial con un tope y 199 fueron sin topes, 18 con topes de generación real y 113 dependieron de un mínimo o máximo de tope con variables y constantes asociadas con generación ideal o real, demandas y despachos de otros contratos.

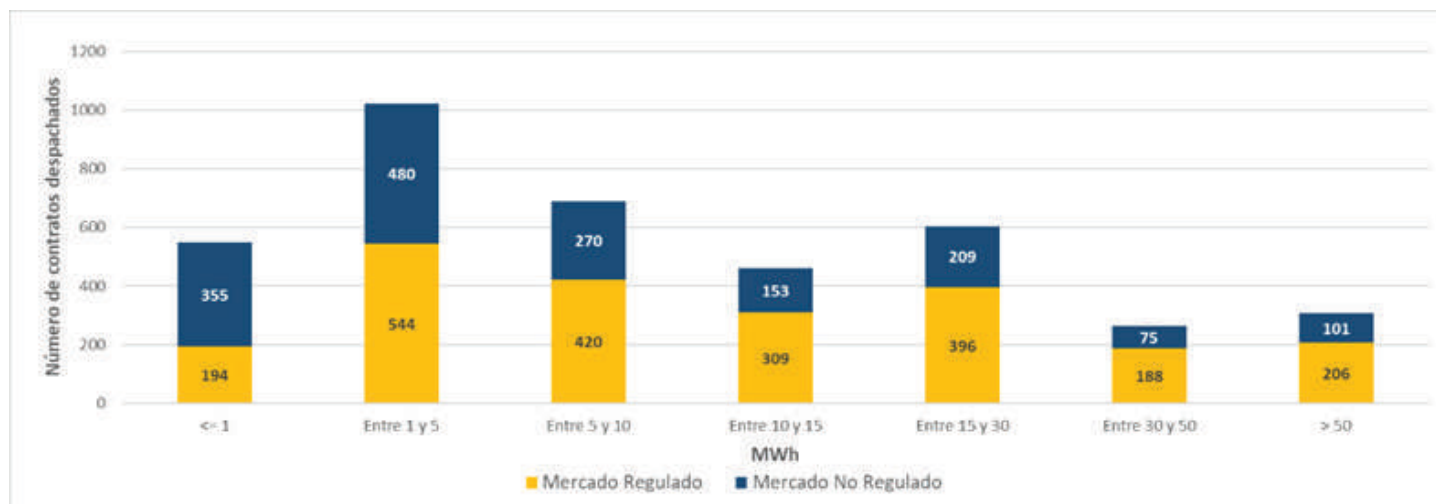


La Gráfica 3 muestra la distribución de la energía promedio en GWh-año despachada en los contratos de largo plazo para la última década.



Gráfica 3. Proporción de energía despachada para cada tipo de asignación y por tipo de despacho.

En el periodo analizado, de los 3,900 contratos de largo plazo vigentes para el mercado regulado y no regulado, se hizo una agrupación según la energía promedio en MWh despachada en cada hora del día. Esta información se encuentra en la Gráfica 4.



Gráfica 4. Número de contratos de largo plazo por cantidad horaria promedio transada (MWh).

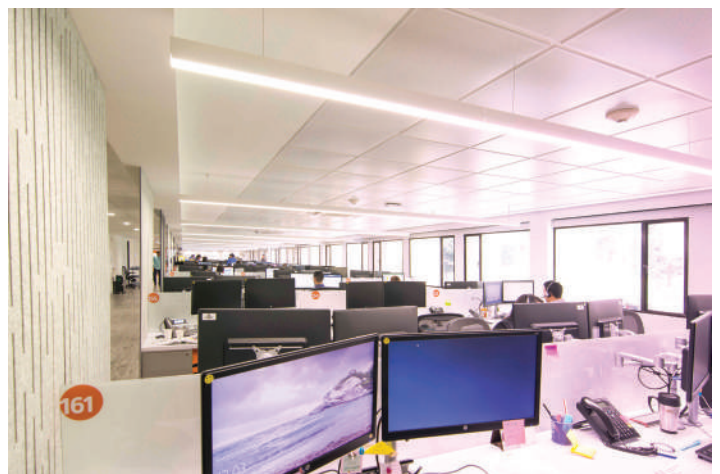
En la gráfica 4, se observa que la mayor cantidad de contratos que se despacharon correspondió a contratos con cantidades promedio horarias entre 1 y 5 MWh, con 544 contratos para el mercado regulado (18.61% de este mercado) y 413 contratos para el no regulado (21.21% de este mercado). Para cantidades transadas promedio-hora menores a 1 MWh se tuvieron 194 contratos regulados y 355 contratos del no regulado (8.6 % y 21.61%, respectivamente, en cada mercado). Entre 5 MWh y 10 MWh, 420 y 270 contratos, en el mercado regulado y no regulado respectivamente (18.61% y 16.43%). Entre 10 MWh y 15 MWh, 309 y 153 contratos en el regulado y no regulado, respectivamente (13.69% y 9.31%). Y con más de 15MWh promedio, se tuvieron 790 contratos en el regulado (35% en este mercado) y 385 en el no regulado (23.43% en este mercado).

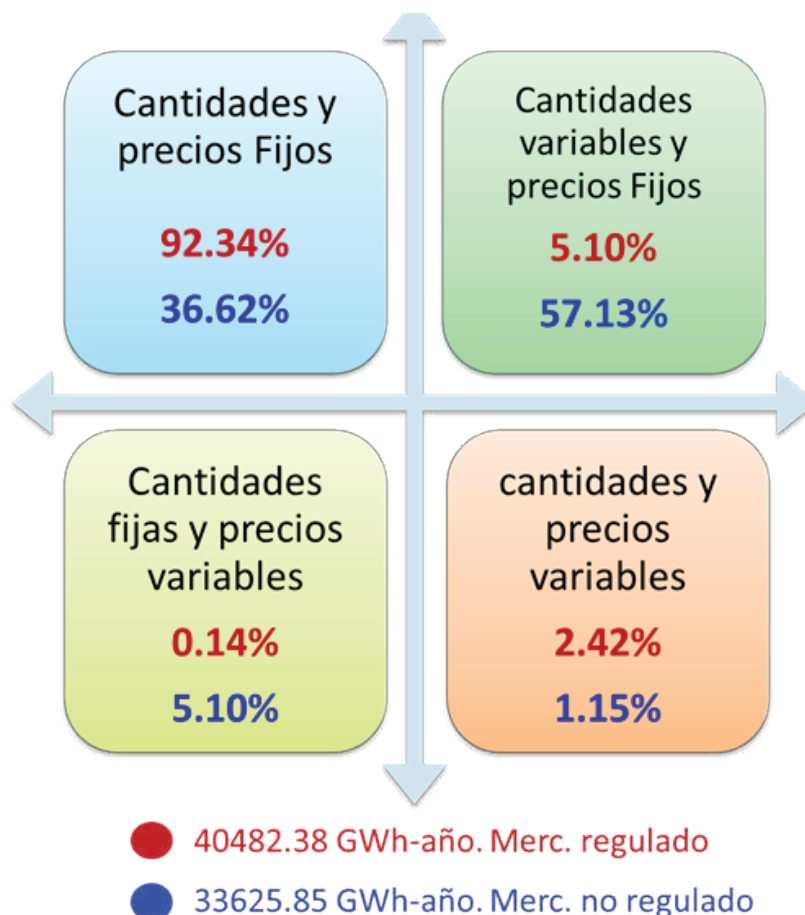
Para el total de los contratos de largo plazo despachados en los últimos 10 años, se encuentra que el promedio de la cantidad de energía transada en cada hora fue de 17.05 MWh, con una mediana de 7.1 MWh y una moda de menos de 0.0 MWh. Además, la desviación estándar para la muestra corresponde a 32.58 MWh.

Como se analizó en la sección Contratos de largo plazo registrados, los contratos con mayor frecuencia son los que tienen duración de hasta 2 años o menos. Para estos contratos, se tienen las siguientes estadísticas: para los contratos de duración de 1 año o menos, el promedio de energía horaria transada es de 16.9 MWh, con una mediana de 7.35 MWh y una moda de menos de 0.0 MWh; mientras que para los contratos con duración entre 1 y 2 años el promedio corresponde a 17.42 MWh, la mediana a 7.11 MWh y la moda de menos de 0.0 MWh.

## Precio y participación en contratos de largo plazo por tipo de mercado

Para 2018, 74,108.22 GWh de energía anual fueron transados en contratos de largo plazo, 40,482.38 GWh-año en contratos con destino a atender la demanda del mercado regulado (el 54.63% del total transado) y 33,625.85 GWh-año en el no regulado y el respaldo de contratos (43.7% de lo transado). La Figura 1 muestra la distribución de la energía anual que se transó en los contratos de largo plazo, de acuerdo con la asignación y el mercado. La mayor proporción de los contratos asignados, correspondieron a contratos de cantidades fijas; cerca del 93% en contratos del mercado regulado y del 43% en el no regulado y respaldos. En los contratos de cantidades variables (contratos pague lo contratado condicionado y pague lo demandado sin tope o con tope condicionado o de cantidades fijas), alrededor de un 8% fueron para los despachos en el mercado regulado y un 58% en el no regulado y el respaldo de contratos. La mayor proporción de todos los contratos despachados en el 2018 correspondió a precios fijos. Solo un 4.4% de los despachos correspondió a precios variables. Esta tendencia en los contratos de largo plazo se presenta desde la creación del Mercado de Energía Mayorista –MEM, y la misma puede verificarse en la sección Contratos de largo plazo registrados, donde se presenta el comportamiento de registro de los últimos 10 años.



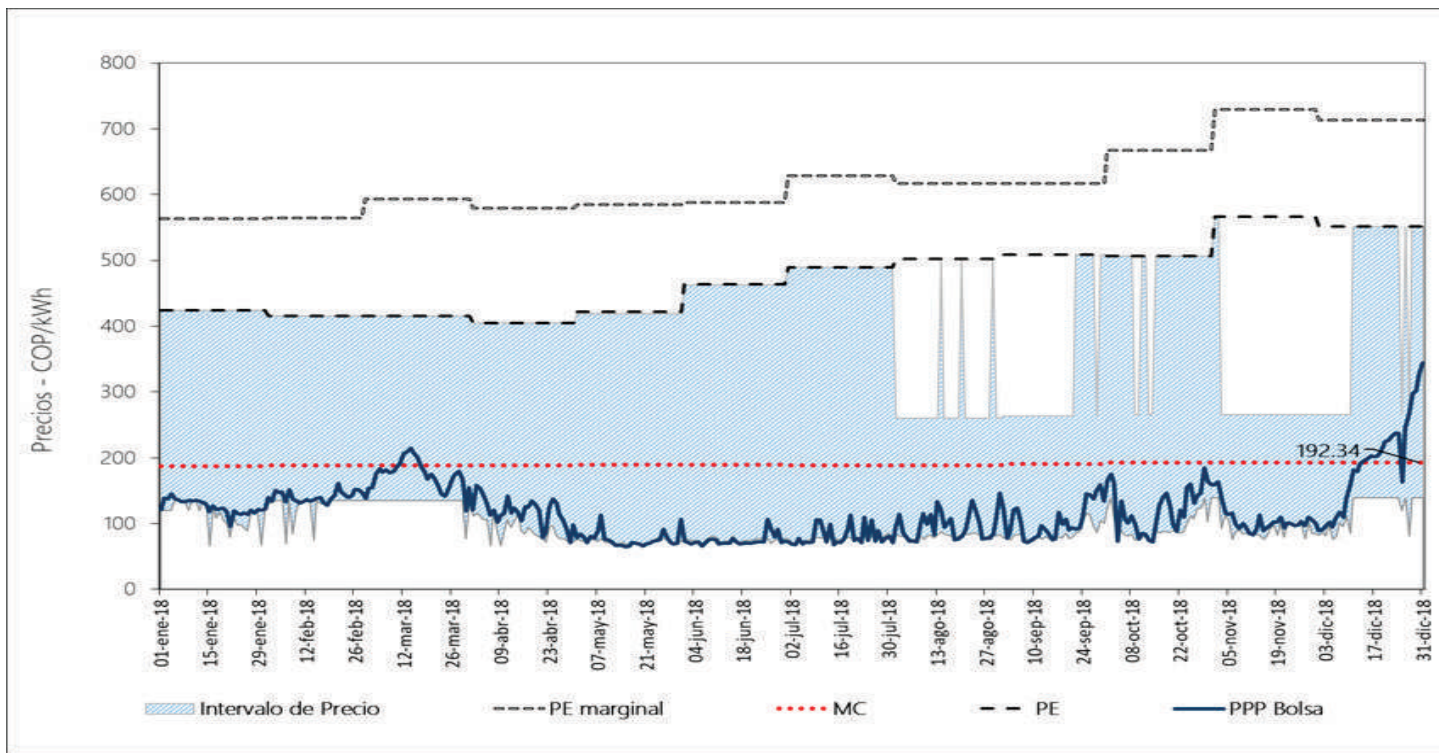


**Figura 1. Energía transada en contratos de largo plazo durante 2018, por tipo de asignación y tipo de precios.**

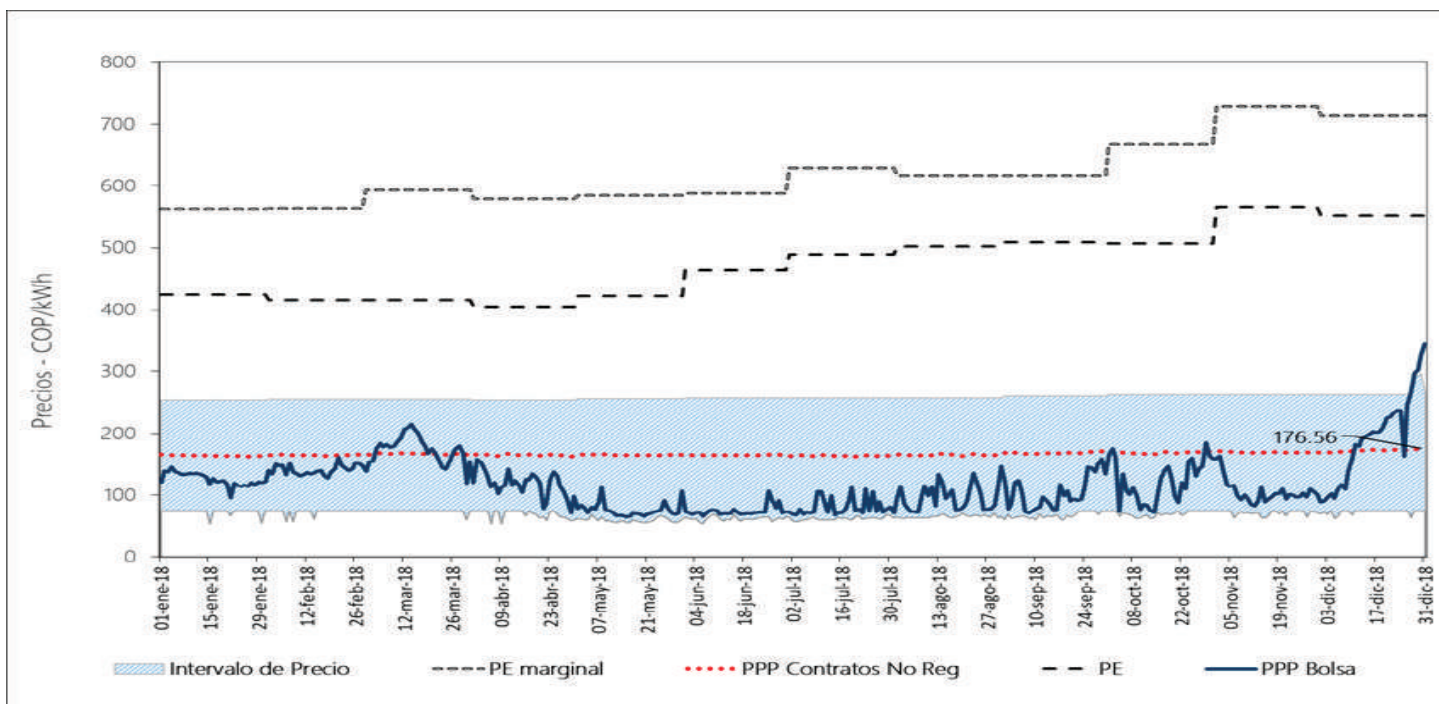
La Gráfica 1 muestra el comportamiento en 2018 de los contratos asignados en el mercado regulado, puede verse que los precios de los contratos del mercado regulado se mantuvieron en su mayor proporción alrededor de los 192 COP/kWh, tal como lo muestra el comportamiento del MC. En esta gráfica se aprecia el intervalo de todos los precios en los que fueron asignados los contratos del mercado regulado en 2018. Cualquier contrato asignado en este mercado, por lo menos en una hora se asignó entre los precios mínimo y máximo de la franja sombreada. Ningún contrato del mercado regulado se asignó fuera de este intervalo. Todos los contratos se despacharon a lo sumo en el precio de escasez, el cual se encuentra muy por debajo del precio marginal de escasez, que se consideró en 2018 como el precio de escasez de activación; sin embargo, en este año, el precio de la bolsa no superó este valor y se dieron condiciones críticas para el SIN. Adicionalmente, en la Gráfica 1 se traza el precio promedio ponderado diario de la bolsa (PPP Bolsa). Se aprecia una tendencia marcada de los precios mínimos a los que fueron asignados los contratos en el mercado regulado, a seguir el precio de la bolsa. Vale aclarar que el promedio del precio de la bolsa fue ponderado por la demanda nacional del SIN.



**Gráfica 1. Precios despachados en 2018 para contratos de largo plazo con destino a atender el mercado regulado.**



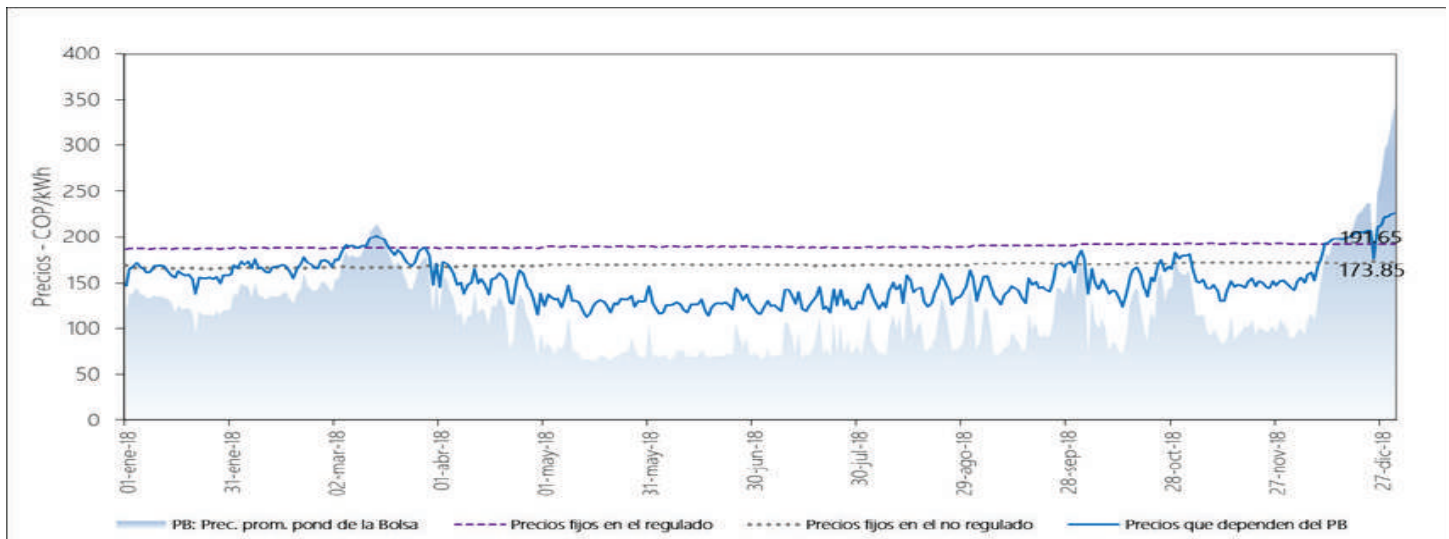
**Gráfica 2. Precios despachados en 2018 para contratos de largo plazo con destino al mercado no regulado y el respaldo de contratos.**





La Gráfica 2 muestra el comportamiento de los contratos de largo plazo para el mercado no regulado (para cubrir la atención de la demanda en este mercado y las obligaciones en ventas en contratos). En general, la mayor proporción de contratos de este mercado fueron asignados a alrededor de 176 COP/kWh durante 2018, como lo muestra la curva de precios promedios ponderados diarios de los contratos en este mercado (PPP Contratos tipo No Regulado). El contrato más costoso en ser asignado en el mercado no regulado no superó los límites superiores de la franja sombreada. Se observa además que, para ninguna hora, el máximo precio al que se despachó un contrato del mercado no regulado, superó el precio de escasez, teniendo en cuenta que el máximo valor asignado en un contrato de este mercado estuvo cercano a los 262 COP/kWh. Al comparar las curvas de los promedios ponderados de los precios de la bolsa y de los contratos del mercado no regulado asignados, se nota que la segunda no tiene afectación sustancial en relación con la variación de los precios de la bolsa. Por el contrario, es marcada la tendencia a mantenerse constante, lo que muestra que, en mayor proporción, la energía despachada en este mercado es a precios fijos.

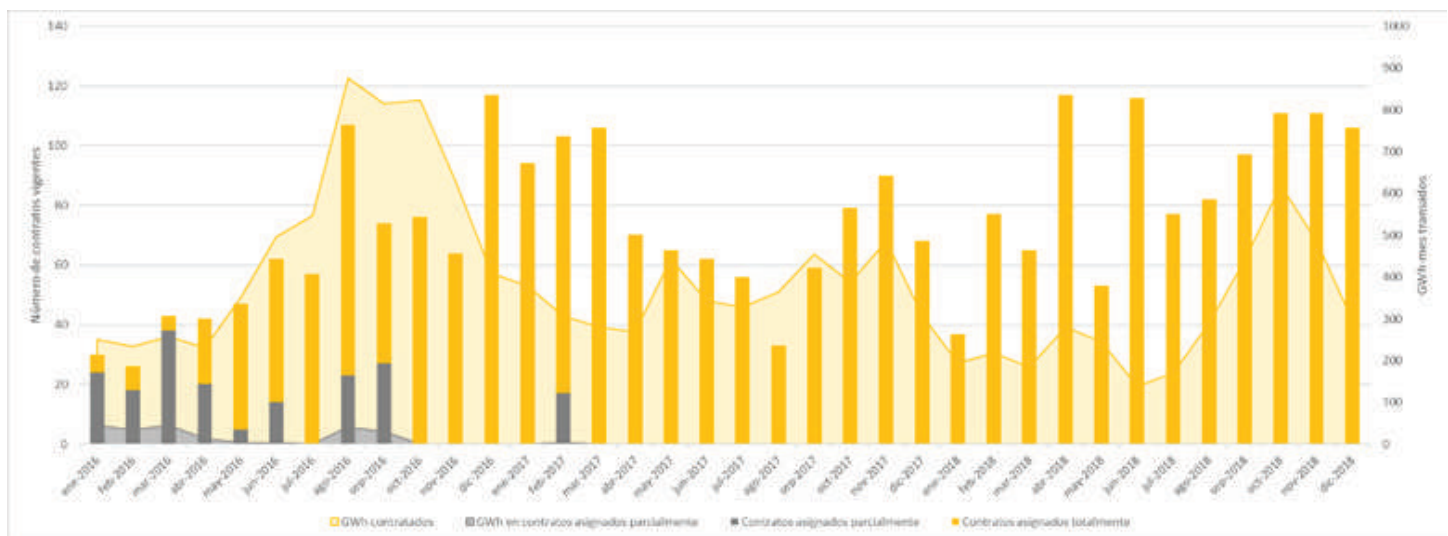
La Gráfica 3 ilustra el comportamiento de los precios promedios ponderados de los contratos a precios fijos, tanto para el mercado regulado como para el no regulado y los contratos a precios variables (del regulado y no regulado) que dependen del precio de la bolsa y/o el promedio ponderado diario de la bolsa. Se observa que los contratos a precios fijos, en promedio estuvieron aproximadamente 18 COP/kWh por encima en el mercado regulado con respecto al mercado no regulado, marcando cada una de estas curvas de precio la tendencia en el respectivo mercado, como se puede ver en la tendencia del MC y del promedio ponderado de los contratos del no regulado, de las Gráficas 1 y 2, respectivamente. Así mismo se aprecia que los precios que dependen de la bolsa, en promedio correspondieron a contratos sujetos a los precios de bolsa más una prima, como se ve en la gráfica, exceptuando unos días correspondientes a marzo y diciembre, donde el precio promedio de bolsa superó el precio de los contratos que dependen de la bolsa. Cuando el precio de la bolsa se acercó a los valores del MC o de los promedios ponderados del precio en el mercado no regulado, dichos precios variables redujeron su valor de prima o incluso se limitaron para evitar el crecimiento elevado del precio de los contratos. Y cuando el precio de la bolsa estuvo muy por debajo de estas referencias, el precio de la prima estuvo en sus valores máximos.



**Gráfica 3. Tendencia de los tipos de precios de los contratos de largo plazo despachados en 2018**

## Contratos de mercado secundario y DDV

En el 2018, para el anillo de seguridad del mercado secundario estuvieron vigentes 986 contratos y declaraciones a lo largo del año. Se contabilizaron 426 contratos de respaldos entre diferentes agentes generadores y 560 declaraciones de respaldo entre plantas de un mismo agente, cifras mayores que las del 2017, donde hubo 812 registros vigentes entre contratos (377) y declaraciones de respaldo (435), que a su vez fueron mayores que las de 2016 (646 registros vigentes a lo largo de este año, con 257 contratos y 389 declaraciones). Para el primer trimestre del 2016, se vivieron los efectos del último fenómeno de “El Niño”, que golpeó el país desde septiembre de 2015; en el cual, varios agentes generadores, debido a las condiciones críticas, no pudieron honrar sus Obligaciones de Energía Firme –OEF- y recurrieron a respaldarse en este mecanismo; sin embargo, para este periodo la oferta fue baja en este mercado y los contratos y declaraciones de respaldo vigentes en medio de la activación del mecanismo no se asignaron completamente por falta de oferta de Energía de Referencia, poca ENFICC no comprometida en los recursos vendedores o porque los contratos se pactaron en cantidades por encima de la energía disponible real para ofertar. Vale mencionar que la activación del mecanismo del mercado secundario se da en condiciones críticas de energía, cuando el precio de la bolsa supera el precio de escasez de activación. La Gráfica 1 muestra el comportamiento de los contratos vigentes en cada uno de los meses entre enero de 2016 y diciembre de 2018. Las barras muestran los contratos vigentes en cada mes y cuántos de ellos se asignaron parcialmente y completamente, de acuerdo con las cantidades contratadas. Las áreas muestran las cantidades contratadas, en GWh del mes, para los contratos vigentes en el respectivo mes y qué porción de esta energía correspondió a los contratos que no fueron asignados completamente. En los meses en los que no se activó el mecanismo del mercado secundario, los contratos fueron asignados completamente y solo en la época del fenómeno de “El Niño”, y en febrero de 2017, hubo contratos asignados por debajo de las cantidades que se contrataron.



Gráfica 1. Número de contratos y GWh-mes transados en el mercado secundario.

Entre enero y septiembre de 2016, salvo en julio de ese año, los contratos vigentes en cada mes no fueron asignados completamente. En enero de 2016, por ejemplo, de los 30 contratos vigentes, 24 no alcanzaron a las cantidades contratadas, asignándose en 45.49GWh-mes de 250GWh-mes contratados; es decir, el 80% de los contratos vigentes cubrieron únicamente 18% del total contratado. En febrero de 2016, de 26 contratos vigentes, 18 solo cubrieron 34.94GWh-mes, equivalente al 15% de la energía contratada en ese mes. En marzo, 38 contratos asignados parcialmente de 43 vigentes cubrieron el 17% de lo contratado. En el 2017, solo en febrero hubo 17 contratos de 103 que se asignaron por debajo de lo contratado. La energía en que se despacharon estos 17 contratos alcanzó a cubrir solo el 1% de la energía contratada en ese mes. Desde marzo de 2017 y hasta el 31 de diciembre de 2018, todos los contratos y declaraciones de respaldo en el mercado secundario, se han asignado en lo contratado. El primer semestre de 2018 mostró la más baja contratación de energía en este mecanismo en los últimos tres años; no obstante, los meses de octubre y noviembre de 2018 registraron mayores valores de energía contratada que cualquiera de los meses en 2017. Los mayores valores contratados de los últimos 3 años en el mercado secundario se presentaron entre junio y noviembre de 2016, sin embargo, la mayor cantidad en número de contratos y declaraciones de respaldo vigentes se dio en 2018.

La Tabla 1 muestra los agentes generadores compradores en el mercado secundario en los últimos 3 años.

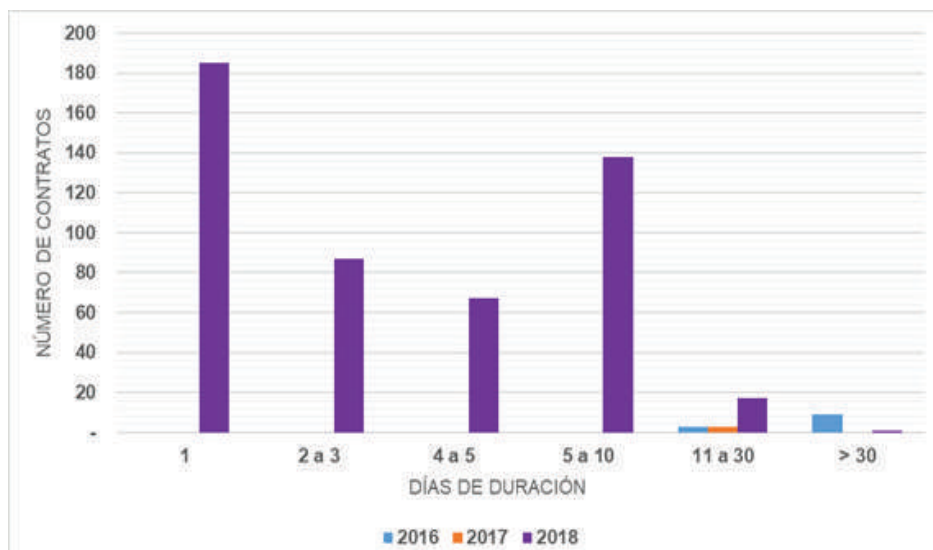
Comprador	2016				2017				2018			
	Contratos		Declaraciones		Contratos		Declaraciones		Contratos		Declaraciones	
	Número registros	GWh-año	Número registros	GWh-año	Número registros	GWh-año	Número registros	GWh-año	Número registros	GWh-año	Número registros	GWh-año
CELSIAS.A.E.S.P.	4	18.42	-	-	7	2.89	-	-	10	2.89	-	-
EMGESAS.A.E.S.P.	62	335.84	220	585.19	18	31.78	237	218.48	74	31.78	343	236.46
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	-	-	3	56.98	2	0.57	4	0.70	3	0.57	8	20.04
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLINE S.P.	-	-	48	876.68	2	18.00	92	1,160.04	1	18.00	95	547.22
GENERADORAY COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	94	1,843.57	20	192.21	173	1,331.24	26	90.64	173	1,331.24	44	293.30
GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	18	169.36	50	123.81	27	157.87	52	125.31	16	157.87	42	126.97
ISAGEN S.A. E.S.P.	12	59.39	26	491.62	1	0.70	9	205.72	4	0.70	14	105.75
PROELECTRICA & CIA. S.C.A. E.S.P.	1	1.63	-	-	14	12.37	1	-	15	12.37	-	-
TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P. T EBSA S.A. (E.S.P.)*	5	36.06	21	23.64	28	205.50	14	119.37	29	205.50	12	51.53
TERMO CANDELARIA S.C.A. - E.S.P.	2	3.90	-	-	4	7.12	-	-	12	7.12	-	-
TERMO TASAJERO DOS S.A. E.S.P.	3	74.57	-	-	29	149.44	-	-	11	149.44	-	-
TERMO TASAJERO S.A. E.S.P.	2	65.36	-	-	8	146.25	-	-	15	146.25	-	-
TERMO VALLE S.A.S. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	8	17.74	-	-	5	4.41	-	-	10	4.41	-	-
TERMO YOPAL GENERACION 2 S.A.S.E.S.P.	11	26.25	-	-	20	66.26	-	-	1	66.26	-	-
ZONA FRANCA CELSIA S.A. E.S.P.	35	341.95	1	8.36	39	231.65	-	-	52	231.65	2	8.64
<b>Total</b>	<b>257</b>	<b>2,994.03</b>	<b>389</b>	<b>2,358.49</b>	<b>377</b>	<b>2,366.04</b>	<b>435</b>	<b>1,920.26</b>	<b>426</b>	<b>2,366.04</b>	<b>560</b>	<b>1,389.91</b>

Tabla 1. Agentes generadores con compras en el mercado secundario entre 2016 y 2018.

En el mecanismo de la Demanda Desconectable Voluntaria –DDV-, el otro anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad, en el que el agente generador se respalda con la desconexión voluntaria que hace un usuario o grupo de usuarios representados por un agente comercializador, quienes acceden a reducir su consumo a cambio de una contraprestación en el costo de su tarifa o en beneficios en su facturación de energía mensual.

En el 2016, todos los contratos DDV registrados (12 en total) correspondieron con la oferta de la DDV del tipo Línea Base de Consumo –LBC-. Por los efectos del fenómeno de “El Niño”, en este año se flexibilizó el mecanismo, para incentivar el registro de más usuarios como fronteras de DDV y aliviar de esta forma la demanda del SIN. Esta flexibilización fue transitoria y consideró para las verificaciones de la DDV, el consumo mensual de los usuarios, en lugar de sus consumos diarios. En el 2017, solo se registraron 3 contratos DDV entre generadores y comercializadores para respaldo de OEF. En el 2018, con las nuevas resoluciones expedidas por la CREG; las Resoluciones CREG 007 y 098 de 2018, por las cuales dictó algunas disposiciones para realizar pruebas de disponibilidad de los usuarios con oferta de DDV, permitió la reactivación del mecanismo, motivando más comercializadores con oferta de DDV y más generadores respaldando su OEF mediante este tipo de contratos, lo cual se vio reflejado en los 495 contratos registrados para este año.

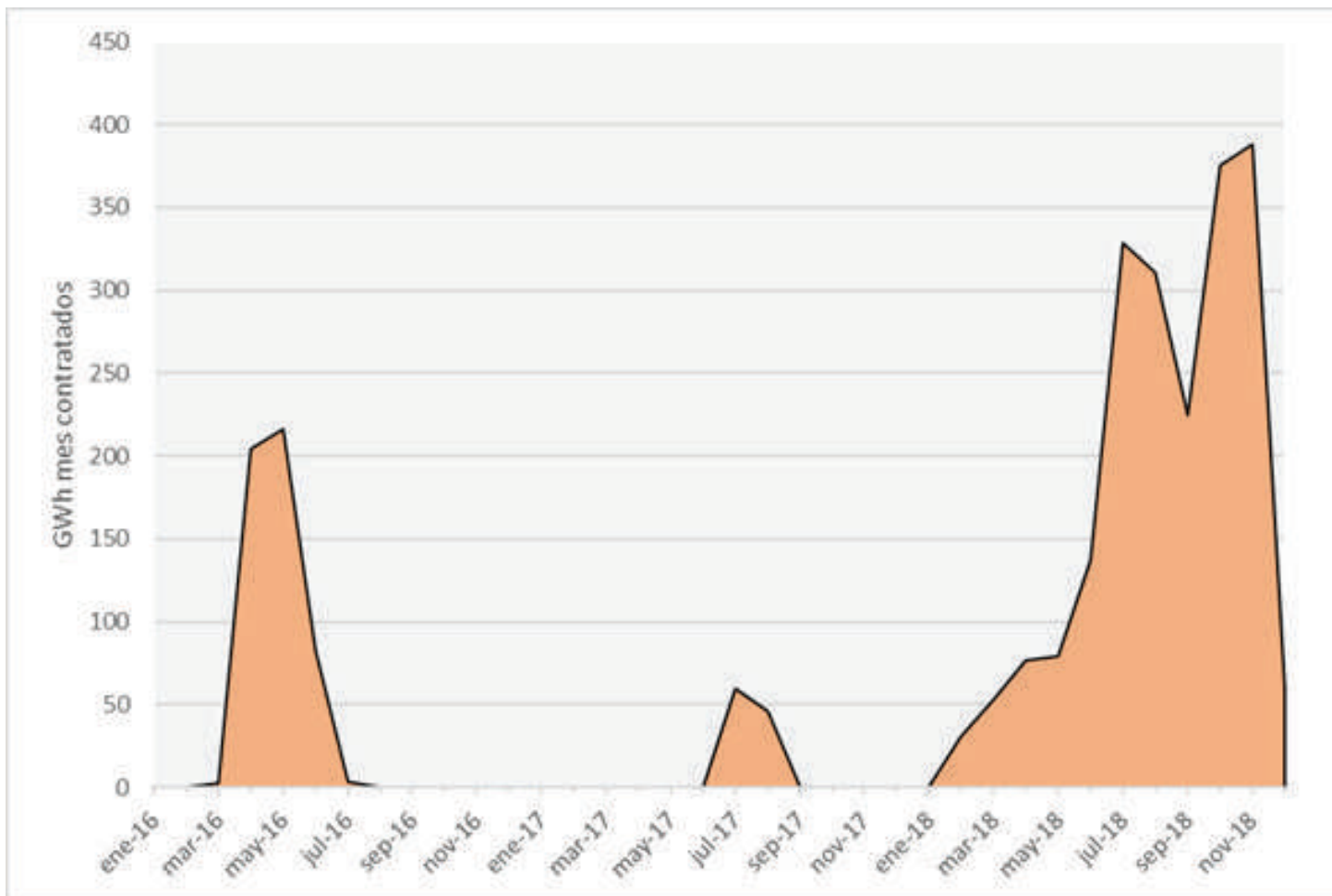
La Gráfica 2 muestra el número de contratos de DDV registrados en los últimos 3 años, de acuerdo con su duración en días. Se aprecia que en 2018 se aumentó considerablemente el número de contratos de 10 días de vigencia o menos, con respecto a los años anteriores; esto, debido a los cambios introducidos por las resoluciones de 2018, en cuales, la duración máxima de los contratos de DDV es de un mes, salvo si se trata de contratos de DDV que asocien exclusivamente plantas de emergencia, pero hasta 31 de diciembre de 2018, todos los contratos de DDV registrados han sido del tipo LBC.



**Gráfica 2. Número de contratos por días de duración**



La Gráfica 3 muestra la cantidad de energía en GWh-mes contratada en los últimos 3 años proveniente de contratos de DDV; para el periodo de marzo a julio de 2016 se observa el efecto del fenómeno de “El Niño”, destacando para el mes de mayo un pico en la energía contratada equivalente a 216.41 GWh-mes; en el año 2017 se observa un pico de 59.4 GWh-mes para el mes de julio, sin más participación del mecanismo en los meses restantes del año. Finalmente, para el año 2018 se reactiva el mecanismo desde el mes de febrero, observando 2 picos importantes correspondientes a julio (328.95 GWh-mes) y noviembre (388.35 GWh-mes). Esto, obedeciendo a la dinámica propia del MEM y los cambios regulatorios que se dieron en este año.



Gráfica 3. Energía mensual contratada en contratos de DDV



## Oferta y generación

### Condiciones climáticas

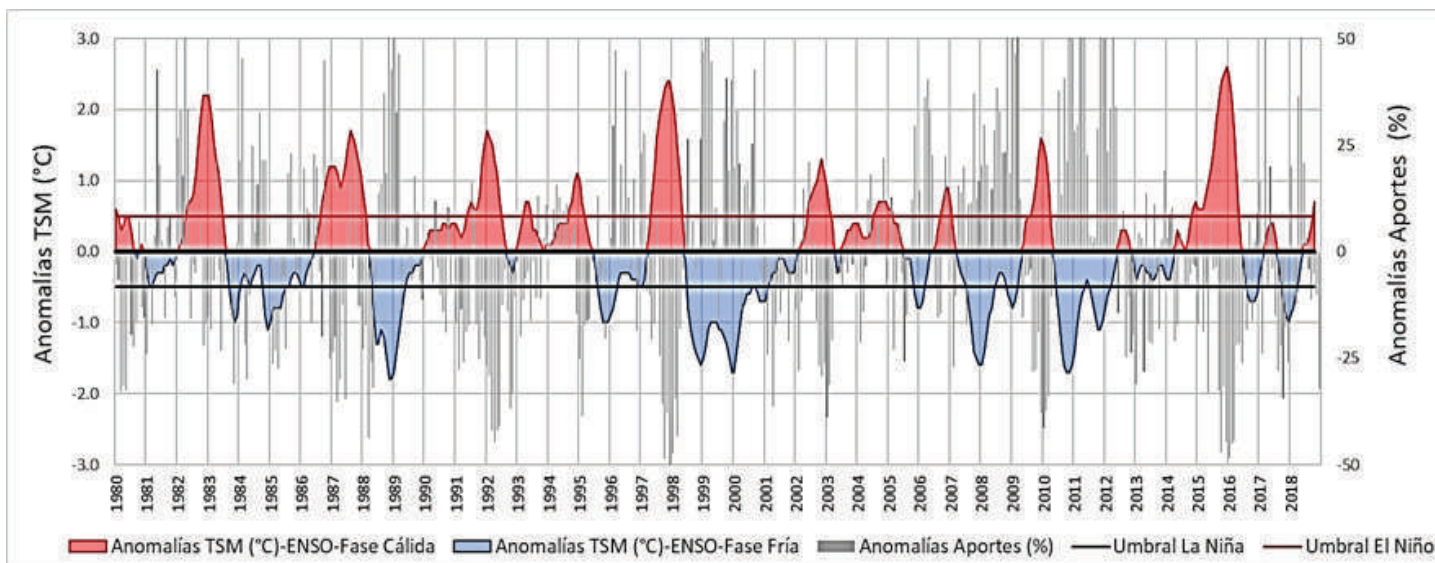
Colombia se encuentra ubicada en la zona de convergencia intertropical (ZCIT), zona de baja presión donde la circulación atmosférica se caracteriza por la confluencia de los vientos alisios del norte y del sur. El desplazamiento de esta franja hace que el escurrimiento superficial, especialmente el formado en la región Andina, que es donde se encuentran la mayoría de los recursos hidráulicos utilizados para la generación de energía eléctrica, tenga dos temporadas secas (de baja pluviosidad) y dos temporadas húmedas (de alta pluviosidad) cada año. Normalmente, los períodos de estiaje se presentan en los meses dic-feb y jun-ago, en tanto que las estaciones de lluvias (húmedas) se observan durante los períodos mar-may y sep-nov. En consecuencia, las series hidrológicas del SIN responden a este comportamiento con caudales bajos durante los meses dic-mar y con altos aportes (caudal) en los meses oct-nov.

El seguimiento a la información climática e hidrológica tanto aquella proveniente de mediciones directas como aquella de pronósticos, se realiza teniendo en cuenta la información emitida por diferentes agencias de predicción climáticas. A nivel internacional, merecen especial mención el Instituto Internacional de Investigación para el Clima y la Sociedad (IRI), Agencia de Administración Oceánica y Atmosférica Nacional de los Estados Unidos (NOAA) y Bureau de meteorología de Australia (BOM). A nivel local se destaca el IDEAM.

Para el seguimiento, se utilizan diferentes indicadores climáticos que evalúan la temperatura del océano pacífico tropical. Uno de los indicadores más populares entre la comunidad científica es el Índice Oceánico de El Niño (ONI, por su sigla en inglés), el cual se calcula como la media móvil trimestral de las anomalías de la temperatura de las aguas superficiales en la región del Pacífico ecuatorial central conocida como Niño 3.4 (localizada entre 120W y 170W y entre 5N y 5S). Este índice es utilizado por diferentes agencias climáticas internacionales para identificar, hacer seguimiento y caracterizar la fortaleza de cual-

quiera de los extremos del ENOS, bien sea El Niño (evento cálido) o La Niña (evento frío).

A comienzos de 2018 se registraron valores negativos del ONI, los cuales estuvieron asociados con la finalización del evento La Niña 2017-18. En abril, las temperaturas del océano pacífico fueron disminuyendo gradualmente, hasta estabilizarse en la fase neutral del ENSO, la cual se prolongó hasta el trimestre ago-oct, momento en el cual las anomalías superaron el umbral de 0.5°C, considerado en la región Niño 3.4 como el límite de las condiciones normales oceánicas. Es importante anotar, que la temperatura superficial del mar no es la única variable para determinar la consolidación de una las fases del ENSO, ya que este fenómeno abarca un conjunto de variables que reflejan la compleja interrelación y retroalimentación entre la atmósfera y el océano.

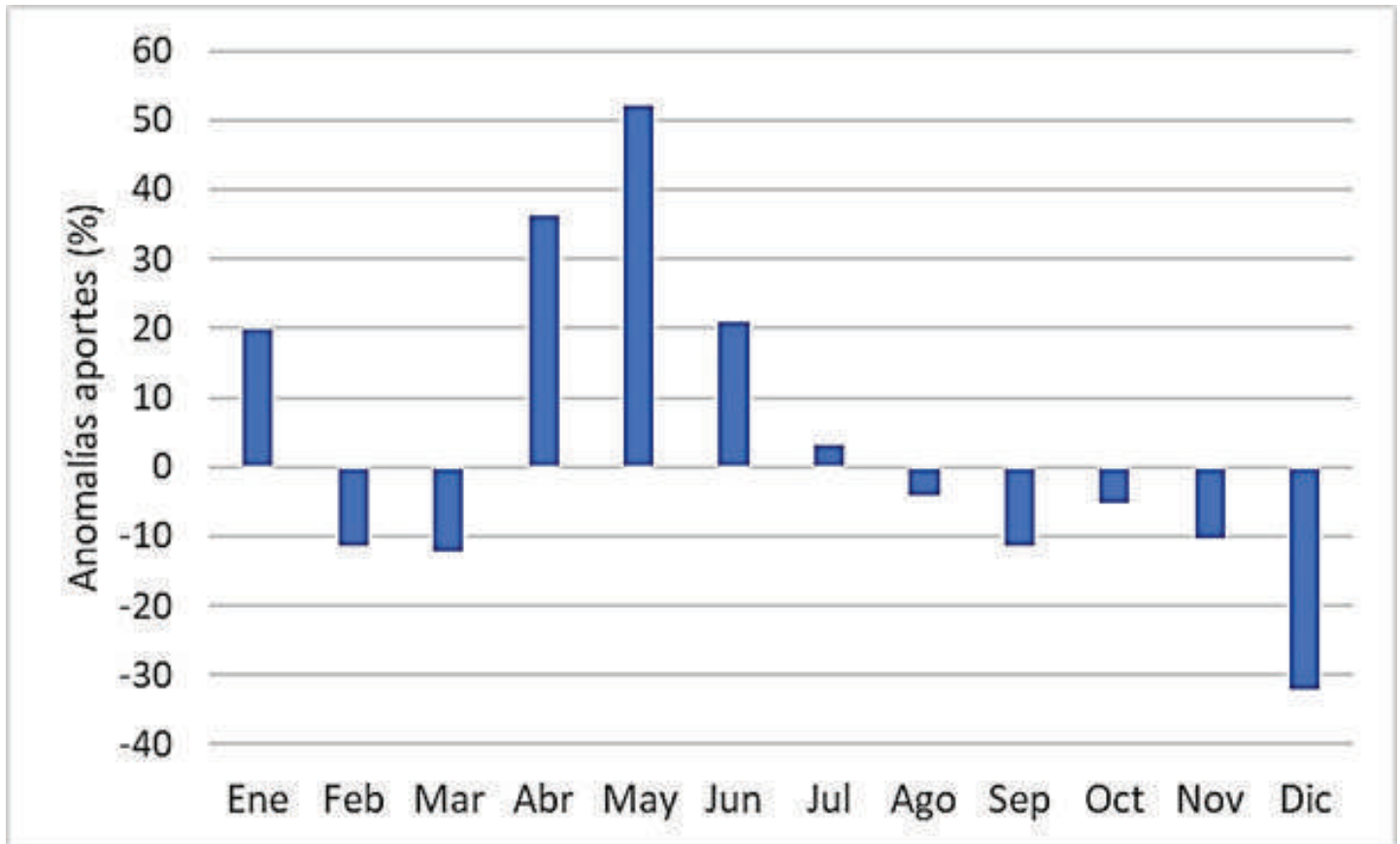


**Gráfica 1**

En la Gráfica 1. Es posible observar que, si bien durante el año se presentaron valores ONI asociados a condición Niña y valores de calentamiento superiores al umbral Niño, fueron oscilaciones de la temperatura que en magnitud comparadas con los episodios de mayor impacto en nuestra hidrología fueron débiles.

Los pronósticos durante el primer semestre del 2018 entregaron una probabilidad de ocurrencia de un evento El Niño durante el invierno del hemisferio norte, alrededor del 50%, esta probabilidad comenzó a incrementar después de la primavera, iniciaron el semestre en un 60% y fueron incrementando hasta superar el 90% en el mes de diciembre.

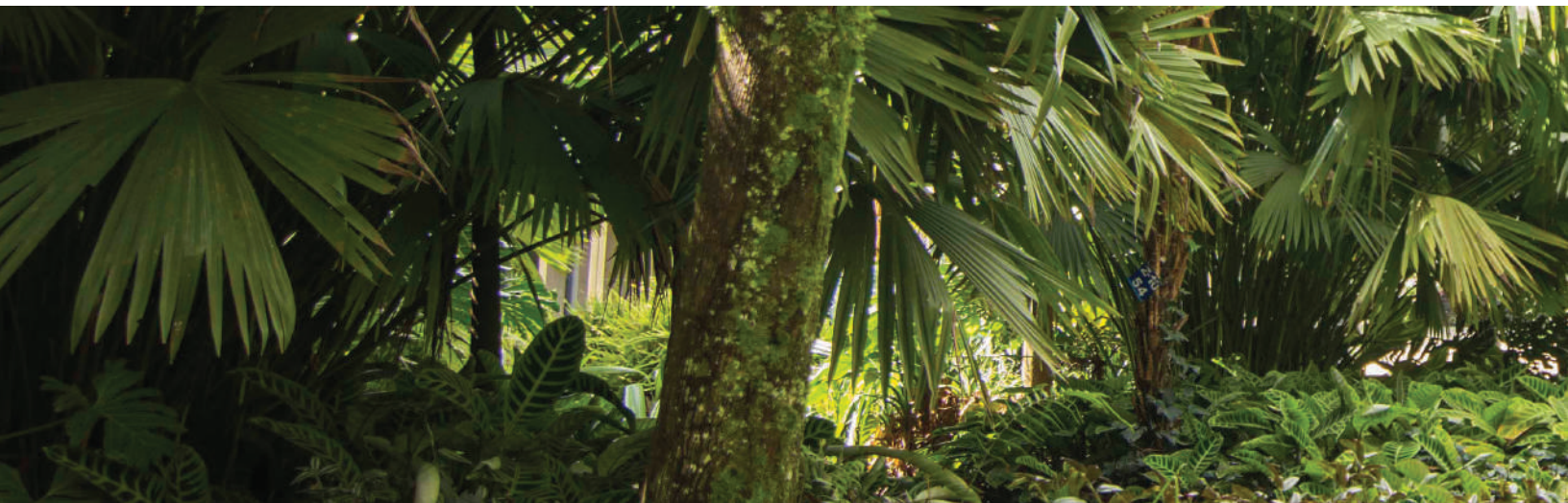




Gráfica 2

Un indicador útil para representar el comportamiento de la hidrología durante el año es los aportes agregados al sistema HSIN (Hidrología del SIN). Este índice permite agregar en un único valor todos los caudales naturales operativos que ingresan al sistema y que son reportados por los agentes (ver Gráfica 2). El HSIN (expresado en porcentaje de su respectiva media mensual) permite hacer un seguimiento al comportamiento real de la hidrología asociada con el SIN y es muy útil para el seguimiento y análisis de la relación entre las lluvias y su respuesta hidrológica.

Los aportes al SIN (HSIN) durante el 2018 estuvieron en enero, abril, mayo y junio por encima de la media mensual multianual y el resto del año se presentaron aportes deficitarios pero cercanos a la media, exceptuando el mes de diciembre en el cual se presentaron valores deficitarios en un 30%.





## Aportes

La Gráfica 1 compara los aportes hídricos acumulados a los embalses asociados al SIN durante 2018, (expresada en energía), versus los aportes medios históricos acumulados (utilizando los promedios mensuales para todas las series hidrológicas). Es decir, se analiza el comportamiento de un embalse de volumen infinito que se llena bajo dos condiciones: caudales registrados en 2018 (línea azul) y caudal medio mensual (línea naranja). La diferencia que se obtiene entre ambas curvas al finalizar el año permite identificar el déficit o el exceso de energía afluente.

Puede observarse que en los meses de enero, abril, mayo, junio y julio del año 2018 los aportes fueron superiores a los medios históricos, es decir superior al supuesto de que todos los ríos hubieran contribuido con el caudal medio mensual, lo que ocasionó que al finalizar el año 2018 los aportes totales al SIN registraran un valor de 65,829.0 GWh, un 2.7% superior al acumulado anual medio histórico. Lo anterior, permite calificar el año 2018 como normal para el sector eléctrico con aportes cercanos al promedio histórico. Es importante mencionar que los aportes de 2018 fueron superiores en un 4.6% a los registrados en 2017, y cuyo registro fue de 62,962.4 GWh.

La pendiente de los distintos tramos que forman las curvas permite evaluar visualmente el comportamiento de los aportes: a mayor pendiente

mayores contribuciones energéticas y viceversa. Aquellos segmentos de curva donde las líneas son paralelas corresponden a aportes cercanos a la media para dicho período. Cuando se consulta los valores mensuales, puede observarse que el mes de diciembre fue el de más bajo desempeño hídrico, aportes del 64.2% frente a la media histórica, lo que explica que el acumulado anual presentara un descenso pronunciado al finalizar el año.

En la Tabla 1, que acompaña a la Gráfica 1, se puede consultar los valores de aportes energéticos mensuales al SIN, tanto en energía como en porcentaje de la media.



Gráfica 1. Aportes energéticos acumulados durante 2017 versus valores medios mensuales

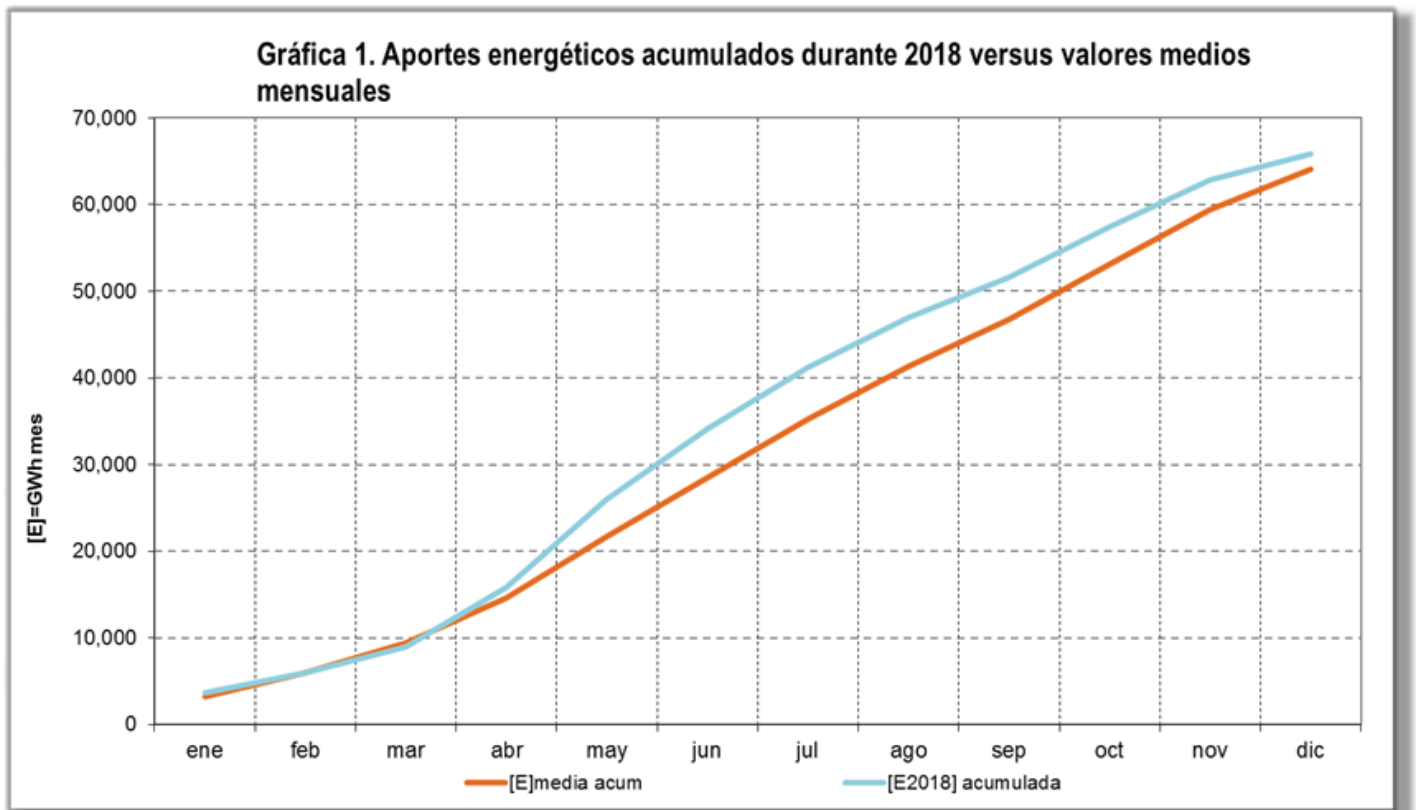
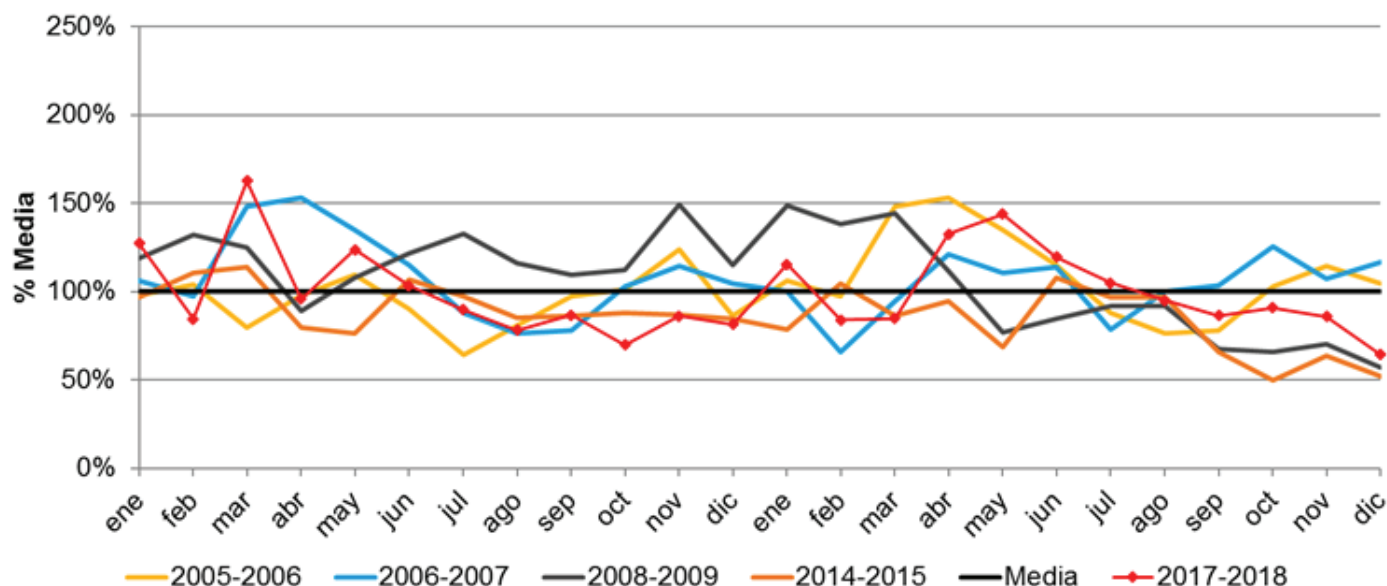


Tabla 1. Aportes energéticos acumulados durante 2018 y valores medios mensuales

Mes	Aportes GWh	Media histórica GWh	Aportes en% de la media	Acumulado aportes año GWh	Acumulado medias año GWh
ene-18	3,696.7	3,204.5	115.36	3,696.7	3,204.5
feb-18	2,306.2	2,745.7	83.99	6,003.0	5,950.2
mar-18	2,970.1	3,502.7	84.80	8,973.1	9,452.8
abr-18	6,895.7	5,205.6	132.47	15,868.8	14,658.4
may-18	10,065.0	7,002.6	143.73	25,933.8	21,661.0
jun-18	8,207.9	6,868.2	119.51	34,141.7	28,529.2
jul-18	7,091.8	6,763.3	104.86	41,233.5	35,292.5
ago-18	5,692.7	5,991.7	95.01	46,926.2	41,284.2
sep-18	4,711.3	5,449.8	86.45	51,637.5	46,734.0
oct-18	5,816.1	6,409.9	90.74	57,453.6	53,143.9
nov-18	5,419.2	6,318.6	85.77	62,872.8	59,462.5
dic-18	2,956.2	4,605.1	64.19	65,829.0	64,067.5

En la Gráfica 2 se presenta la evolución de los aportes al SIN durante los últimos dos años, 2017 – 2018, comparado con bienios similares en relación con el índice Oceánico El Niño – ONI (Oceanic El Niño Index). A comienzos de 2018 se registraron valores negativos del ONI, los cuales estuvieron asociados con la finalización del evento La Niña 2017-18. De esta manera se buscó bienios que contuvieran eventos La Niña débiles, por ejemplo el bienio 2005-2006 con un evento débil La Niña fue usado para comparar la evolución 2017-2018.

**Gráfica 2. Comparación evolución aportes agregados al SIN 2017-2018 versus segundos año El Niño y siguientes.**

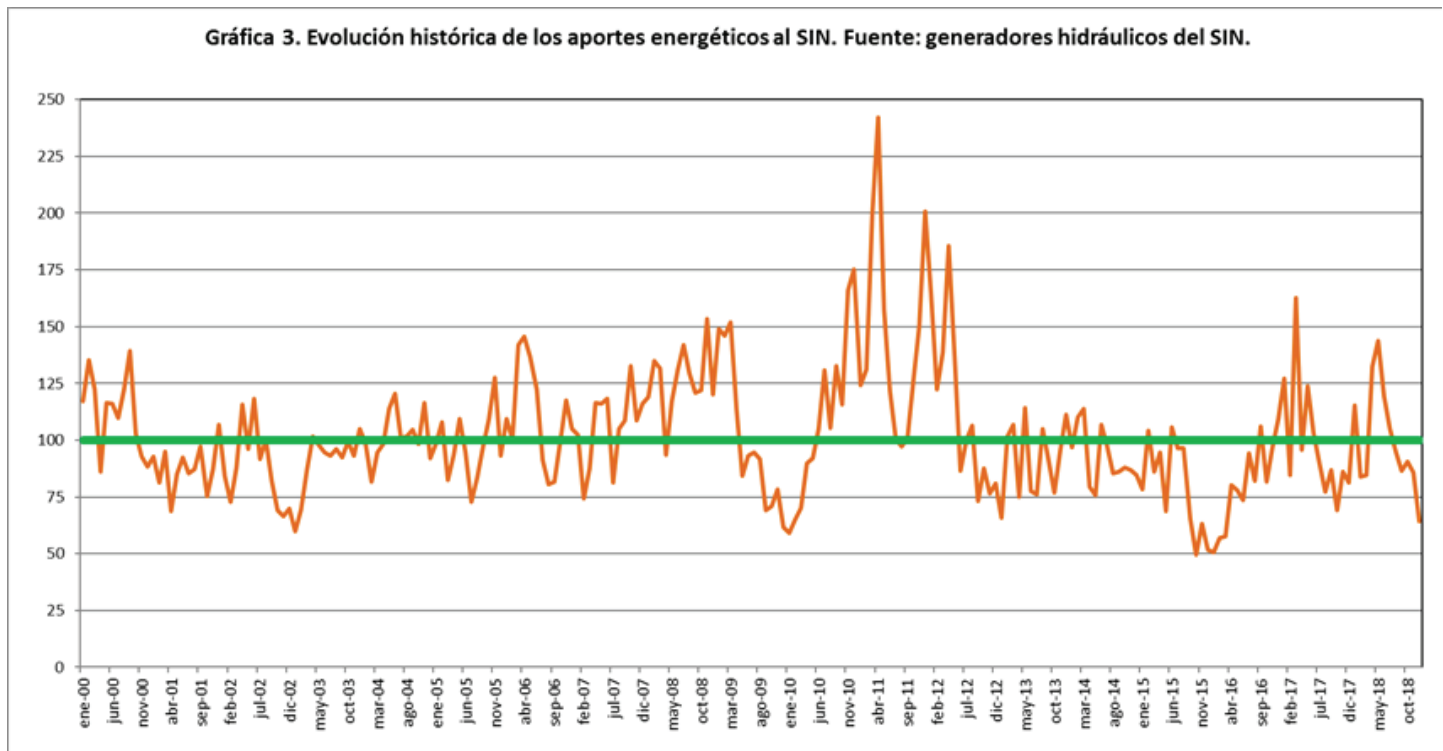


En la Gráfica 2 se puede apreciar un año 2017 con una gran diferenciación entre el primer y el segundo semestre, donde en el primer semestre cuatro de los seis meses se registraron aportes por encima de la media, explicable entre otras condiciones por la presencia de un evento La Niña que se registró entre el trimestre julio - septiembre de 2016 hasta el trimestre noviembre 2016 – enero 2017, según el índice Oceánico El Niño – ONI (Oceanic El Niño Index). Mientras en el segundo semestre del año 2017 todos los meses fueron deficitarios (por debajo de los históricos). Ahora el año 2018 inicia con aportes por encima de la media histórica en los primeros siete meses del año, con excepción de febrero y marzo, situación explicada por el favorecimiento de lluvias debido a un evento La Niña que inició en el último trimestre de 2017 y finalizó en los primeros meses de 2018. A partir de agosto y hasta diciembre de 2018 los aportes estuvieron por debajo de la media histórica, mostrando en el último mes del año, diciembre, el mayor descenso de los aportes frente a la media histórica, al registrar un valor de 64.2% frente al promedio histórico. Esta situación hidrológica de finales del año de 2018 ha estado impactada por el evento El Niño que ha iniciado su desarrollo desde el trimestre septiembre – octubre – noviembre de 2018 al superar el ONI el umbral del +0.5 oC.



La Gráfica 3 muestra la evolución de aportes energéticos al SIN en lo que va corrido de este siglo, expresados en porcentaje de la media. En la escala vertical de esta figura, 100% corresponde a la media, de ahí que valores por debajo de ella se consideran deficitarios y arriba de la misma, como aportes en exceso de la media.

**Gráfica 3. Evolución histórica de los aportes energéticos al SIN. Fuente: generadores hidráulicos del SIN**



Así, se puede ver muy bien el impacto de anteriores episodios extremos del ENSO, tales como de El Niño 2009-2010, con bajos aportes al SIN, seguido de La Niña 2010-2011, con muy altos aportes, que prácticamente se juntó con el resurgimiento de condiciones típicas de La Niña durante 2011-2012, seguido de la fase de gestación de condiciones tipo El Niño en la segunda mitad de 2012, que a la postre no se concretaron con la aparición de un evento de esta naturaleza. Se puede observar posteriormente el impacto de un evento El Niño muy fuerte durante 2014 hasta comienzos de 2016, con una recuperación progresiva hasta la consolidación de un nuevo evento La Niña 2016-2017, con una fase posterior de bajos aportes durante 2017, y un inicio de altos aportes en el año 2018 con el evento La Niña 2017-2018 para finalizar el año 2018 con bajos aportes impactados por el desarrollo de un probable evento El Niño 2018-2019.

Es importante anotar del comportamiento de aportes en el presenta siglo, que desde mediados de 2012 los aportes al SIN han sido mayormente deficitarios, lo cual muestra que nos encontramos en una fase prolongada de bajos aportes, que podría incidir en los tiempos de recuperación de cada cuenca y en el régimen estacional de los ríos, en el largo plazo.



## Reservas

La Tabla 1 muestra la evolución mensual de las reservas agregadas del SIN (volumen útil diario) tanto en energía (GWh) como en porcentaje (%) frente a la capacidad total de almacenamiento del SIN.

Al finalizar el año 2018, diciembre 31, las reservas hídricas útiles almacenadas en los embalses del SIN se situaron en el 71.7% de la capacidad útil, equivalente a 12,160.72 GWh, mayores en un 9.6% frente a las reservas de 2017 que finalizaron en 11,091.03 GWh. El año 2018 finalizó con una capacidad útil total agregada de almacenamiento en el SIN de 16,953.66 GWh.

**Tabla 1. Evolución mensual de las reservas del SIN en 2018**

<b>Tabla 1. Evolución mensual de las reservas del SIN en 2018</b>			
Fecha	Volumen Util Diario (1) GWh	Volumen Util Diario (2) %	Capacidad Util GWh (3)
ene/2018	10,204.16	59.4	17,179.99
feb/2018	8,521.48	469.6	17,179.99
mar/2018	6,821.04	39.7	17,198.67
abr/2018	8,167.53	47.5	17,209.88
may/2018	11,594.06	67.4	17,209.88
jun/2018	13,518.21	78.5	17,209.88
jul/2018	13,969.99	81.2	17,197.71
ago/2018	13,628.41	80.3	16,977.38
sep/2018	13,293.98	78.3	16,977.38
oct/2018	13,781.40	81.2	16,977.38
nov/2018	13,854.22	81.7	16,953.66
dic/2018	12,106.72	71.7	16,953.66

(1) Volumen Util Diario: Volumen almacenado por encima del Nivel Mínimo Técnico, reportado diariamente por los agentes (Según Acuerdo No. 294 del CNO - julio 11 de 2004)

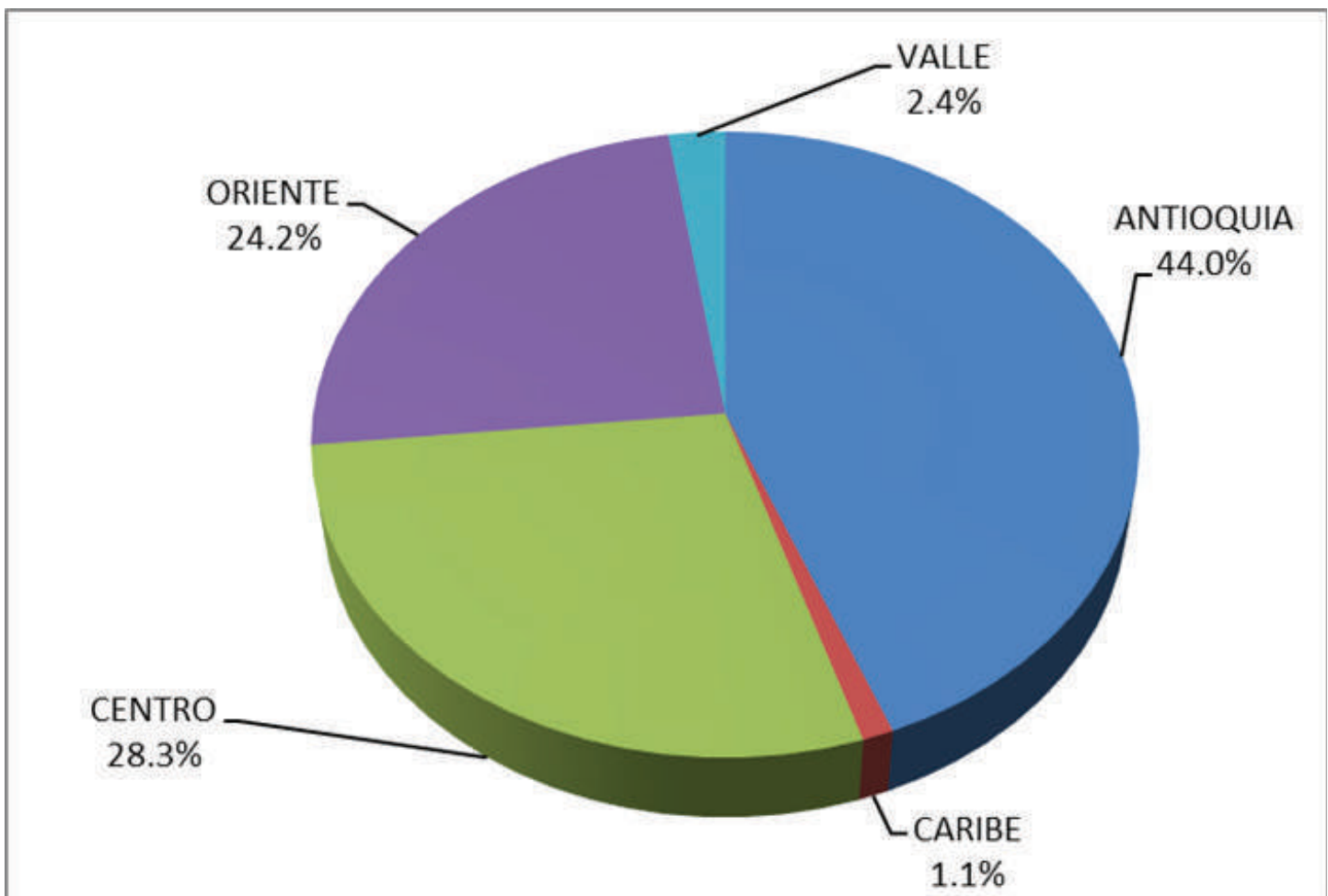
(2) Corresponde a la relación entre el Volumen Util Diario y la Capacidad Util del Embalse.

(3) Capacidad Util: Corresponde al Volumen Util del Embalse, que se define como el volumen almacenado entre el Nivel Mínimo Técnico y el Nivel Máximo Físico.

## Reservas por región

En la Gráfica 1 y Tabla 2 se muestra la distribución de las reservas hídricas del SIN al finalizar 2018 (12160.72 GWh), entre las diferentes regiones hidrológicas. En este sentido, la región Antioquia almacenó el 44.0% de las reservas del SIN, seguida de Centro con el 28.3%, Oriente con el 24.2%, Valle con el 2.4% y Caribe con el 1.1%.

**Gráfica 1. Participación reservas por región a 31 de diciembre de 2018**



En la Gráfica 1 se muestra la distribución de las reservas hídricas del SIN al finalizar 2018 (12160.72 GWh), entre las diferentes regiones hidrológicas. En este sentido, la región Antioquia almacenó el 44.0% de las reservas del SIN, seguida de Centro con el 28.3%, Oriente con el 24.2%, Valle con el 2.4% y Caribe con el 1.1%.

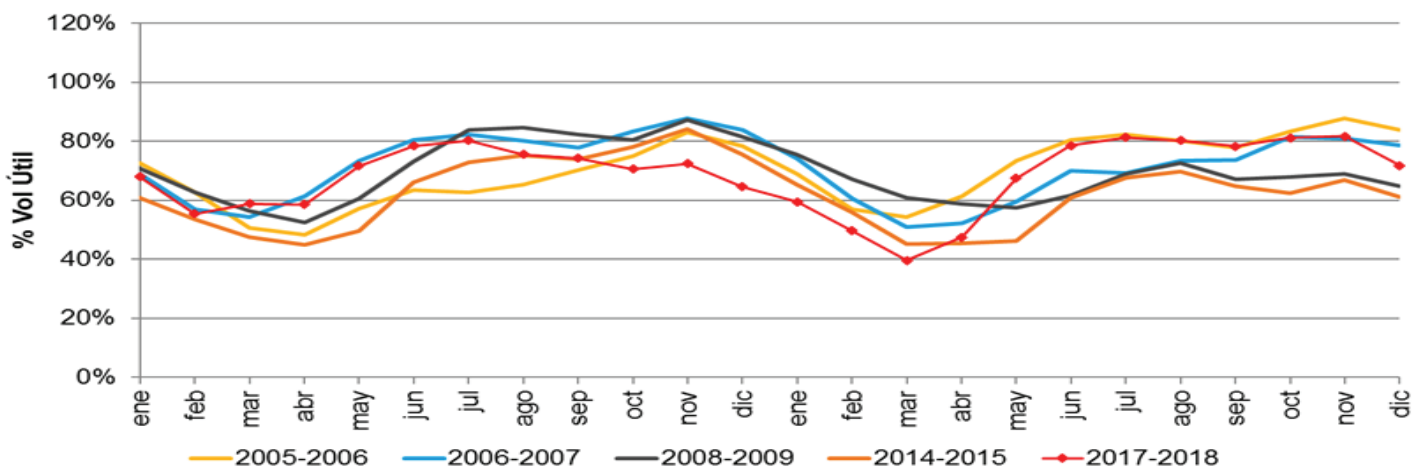
Por su parte, la Tabla 2 muestra el estado al 31 de diciembre de 2018 de las reservas para cada una de las regiones tanto en GWh como en % frente a la capacidad útil de la región. Por ejemplo, la región Antioquia al finalizar diciembre registró 5,348.0 GWh que equivalen al 88.5% de la capacidad útil de la región.

Tabla 2. Reservas en embalses a diciembre de 2018

Reservas por región al finalizar 2018		
REGIÓN	% Capacidad útil región	GWh
ANTIOQUIA	88.5	5,348.0
CARIBE	84.9	136.0
CENTRO	56.4	3,442.6
ORIENTE	70.1	2,938.6
VALLE	65.3	295.6
<b>TOTAL</b>		<b>12,160.7</b>

En la Gráfica 2 se presenta la evolución del embalse agregado durante los últimos dos años, 2017 – 2018, comparado con bienios similares en relación con el índice Oceánico El Niño – ONI (Oceanic El Niño Index). Por tanto, los bienios usados son los mismos con los cuales se compararon los aportes al SIN. La selección de los bienios tuvo en cuenta que a comienzos de 2018 se registraron valores negativos del ONI, los cuales estuvieron asociados con la finalización del evento La Niña 2017-18. De esta manera se buscó bienios que contuvieran eventos La Niña débiles, por ejemplo el bienio 2005-2006 con un evento débil La Niña fue usado para comparar la evolución 2017-2018 del embalse.

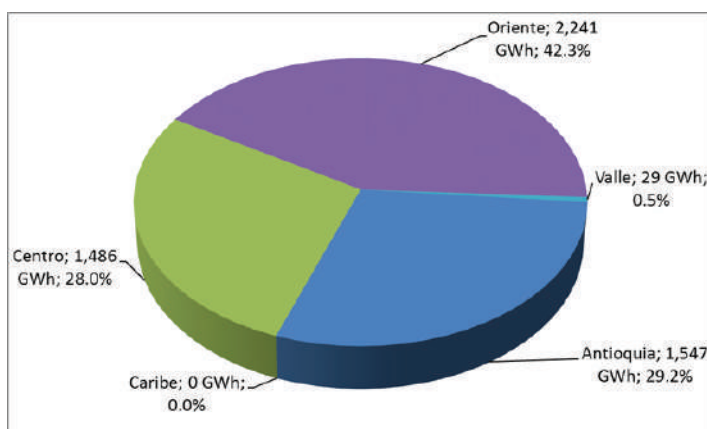
Gráfica 2. Evolución embalse agregado 2017- 2018 versus años con similitud en índice ONI.



En la Gráfica 2 se puede apreciar para el bienio 2017-2018 que para los primeros nueve meses de 2017 la evolución de las reservas fue similar a la de los otros años comparados; sin embargo, a partir de octubre de 2017 y hasta marzo de 2018 las reservas fueron inferiores a la de los restantes años comparados. Esto coincide con aportes por debajo de la media histórica en todo el segundo semestre de 2017. A partir de abril de 2018, con el ingreso de aportes por encima de la media hasta julio de 2018, las reservas evolucionaron posicionándose alrededor del 80% de la capacidad útil desde junio hasta noviembre de 2018. Ya diciembre, con unos aportes muy deficitarios, el 64.2% de la media histórica, y el inicio del período seco, se da una disminución de las reservas alcanzando un valor del 71.7% frente a la capacidad útil, que es un valor central con respecto a los años con que se compara, ya que los meses de diciembre de 2006 y 2007 finalizaron con reservas superiores al año 2018, mientras diciembre de 2009 y 2015 registraron menores reservas que las de 2018, precisamente años de inicio de eventos El Niño.

## Vertimientos

**Gráfica 1. Vertimientos por región 2018**



**Tabla 1. Vertimientos por región durante 2018**

Región	Vertimientos GWh	Participación %
Antioquia	1,547.1	29
Caribe	0.0	0
Centro	1,485.9	28
Oriente	2,240.9	42
Valle	29.1	1
<b>Total</b>	<b>5,302.9</b>	<b>100</b>

Durante 2018 los vertimientos totales del SIN fueron de 5,302.9 GWh, superiores a los registrados en 2017 (3,444.7 GWh). En esta oportunidad, la mayoría de estos vertimientos (42%) se registraron en la región Oriente, seguida por las regiones de Antioquia y Centro con el 29% y el 28% respectivamente, finalizando con la región Valle con el 1%. La región Caribe no registró vertimientos.

En la Tabla 2 se muestra los vertimientos por embalse, asociándole la planta de generación correspondiente. Se destaca que el 60% de los vertimientos en el SIN se registraron en dos embalses, Guavio con el 32.5% y Topocoro (planta Sogamoso) con el 28%, lo anterior explicado por los altos aportes, superiores a la media histórica, registrados en las regiones Oriente y Centro durante los meses abril de 2018 hasta agosto de 2018. En la región Oriente, donde se ubica el embalse de Guavio, los máximos aportes en 2018 frente a la media histórica se registraron en el mes de junio con el 149% de la media histórica. Por su parte en la región Centro, donde se ubica el embalse de Topocoro (planta Sogamoso), se registraron aportes equivalentes al 167% de la media histórica en abril de 2018.



Tabla 2. Vertimientos por embalse durante 2018.

EMBALSE	PLANTA ASOCIADA	VertimientosGWh	Participación%
GUAVIO	GUAVIO	1,724.1	32.5%
TOPOCORO	SOGAMOSO	1,485.9	28.0%
ESMERALDA	CHIVOR	516.8	9.7%
PORCE III	PORCE III	355.1	6.7%
SAN LORENZO	JAGUAS	345.2	6.5%
PLAYAS	PLAYAS	265.9	5.0%
RIOGRANDE2	LA TASAJERA	170.1	3.2%
PUNCHINA	SAN CARLOS	169.5	3.2%
PORCE II	PORCE II	138.4	2.6%
AMANI	MIEL I	51.3	1.0%
PENOL	GUATAPE	35.7	0.7%
ALTOANCHICAYA	ALBAN	29.1	0.5%
TRONERAS	GUATRON	16.0	0.3%
<b>TOTAL SIN</b>		<b>5,302.9</b>	<b>100.0%</b>

## Capacidad efectiva neta

La capacidad efectiva neta del SIN al finalizar el 2018 fue de 17,312.53 MW. Al comparar la capacidad con la registrada a finales de 2017, se observa un crecimiento de 533.78 MW.

Tabla 1. Capacidad efectiva neta del SIN a diciembre 31 de 2017 y 2018 por fuente de energía y tipo de despacho

Fuente de energía	2017 MW	2018 MW	Participación (%)	Variación 2018 vs. 2017
Recursos despachados Centralmente				
<b>Hidráulicos</b>	<b>10,943</b>	<b>10,974</b>	<b>63.39%</b>	<b>0.28%</b>
<b>Térmicos</b>	<b>4,729</b>	<b>5,087</b>	<b>29.38%</b>	<b>7.57%</b>
<b>Gas</b>	2,129.00	2,129.00	12.30%	0.00%
<b>Carbón</b>	1,329.00	1,612.00	9.31%	21.29%
<b>Combustóleo</b>	187	272	1.57%	45.45%
<b>ACPM</b>	774	766	4.42%	-1.03%
<b>Jet1</b>	46	44	0.25%	-4.35%
<b>Gas-Jet A1</b>	264	264	1.52%	<b>0.00%</b>
Recursos No despachados Centralmente				
<b>Menores</b>	<b>948.35</b>	<b>1049.388</b>	<b>6.06%</b>	<b>10.65%</b>
<b>Hidráulicos</b>	779.13	859.068	4.96%	10.26%
<b>Térmicos</b>	141	171.9	0.99%	21.91%
<b>Eólica</b>	18.42	18.42	0.11%	0.00%
<b>Solar</b>	9.8		0.00%	-100.00%
<b>Cogeneradores</b>	122.5	149	0.86%	21.63%
<b>Autogeneradores</b>	36	53.14	0.31%	47.61%
<b>Total SIN</b>	<b>16,778.75</b>	<b>17,312.53</b>	<b>100.00%</b>	<b>3.18%</b>

Analizando la capacidad Efectiva Neta – CEN- desde el punto de vista de despacho de las plantas, se observa que las plantas hidráulicas menores fueron los recursos que aportaron la mayor capacidad en MW de crecimiento durante el 2018, y presentaron un incremento del 10.26% respecto al año anterior debido a la entrada de nuevos proyectos y actualizaciones en la CEN de algunas plantas.

Las plantas menores hidráulicas no despachadas centralmente que declararon su operación comercial durante el año 2018 se muestran en la Tabla 2.

**Tabla 2. Plantas hidráulicas NDC que entraron en operación comercial durante 2018**

<b>Planta</b>	<b>CEN (MW)</b>
San Jose de la Montaña II 1	1.1
Aures Bajo	19.4
Juan García	4.52
Pajarito 2	8.3
<b>Total</b>	<b>33.32</b>

Las plantas térmicas menores crecieron el 21.91%, y fueron los recursos con mayor variación porcentual respecto a la capacidad efectiva neta del 2017. Las plantas térmicas menores no despachas centralmente que declararon su operación comercial durante 2018 se muestran en la Tabla 3.

**Tabla 3. Plantas térmicas NDC que entraron en operación comercial durante 2018**

<b>Planta</b>	<b>CEN (MW)</b>
Termomechero 4	19.3
Termomechero 6	19.3
<b>Total</b>	<b>38.6</b>

También se destaca que en el 2018 fueron declarados en operación comercial el auto generador COCA-COLA FEMSA (2.44 MW) y el auto generador ARGOS SOGAMOSO (5 MW).

Otra mirada de la clasificación de la capacidad efectiva neta es por tipo de recurso natural, es decir, capacidad efectiva neta de recursos renovables y no renovables. En este sentido, en la Tabla 4, observamos esta clasificación y se evidencia que el mayor crecimiento lo presentó el recurso renovable de biomasa con el 21.71%.

Tabla 4. Capacidad efectiva neta del SIN a diciembre 31 de 2017 y 2018 por tipo de recurso natural

Fuente de energía	2017 MW	2018 MW	Participación (%)	Variación 2017 vs. 2016
<b>Fuentes de energía No Renovable</b>				
Combustible fósil	4,910.20	5,308.14	30.66%	8.10%
<b>Total No Renovable</b>	<b>4,910.20</b>	<b>5,308.14</b>	<b>30.66%</b>	<b>8.10%</b>
<b>Fuentes de energía Renovable</b>				
Biomasa	114.70	139.60	0.81%	21.71%
Eólica	18.42	18.42	0.11%	0.00%
Hidráulica	11,725.63	11,836.57	68.37%	0.95%
Solar	9.80	9.80	0.06%	0.00%
<b>Total Renovable</b>	<b>11,868.55</b>	<b>12,004.39</b>	<b>69.34%</b>	<b>1.14%</b>
<b>Total general</b>	<b>16,778.75</b>	<b>17,312.53</b>	<b>100.00%</b>	<b>1.11%</b>

## Generación del SIN

Manteniendo la tendencia creciente de los últimos años, la generación del año 2018 se situó en 68,943 GWh, un 3.4 % superior al valor registrado en 2017 (66,667.1 GWh).

El 2018 en Colombia, fue un año que estuvo marcado por normalidad hidrológica, haciendo que la generación estuviese basada en gran medida por el recurso hídrico, el cual es el recurso más abundante en Colombia. Por lo que, si se analiza por tipo de recurso natural, se evidencia que la generación en el 2018 se realizó principalmente con recursos renovables (83%) y el 17% con recursos no renovables.

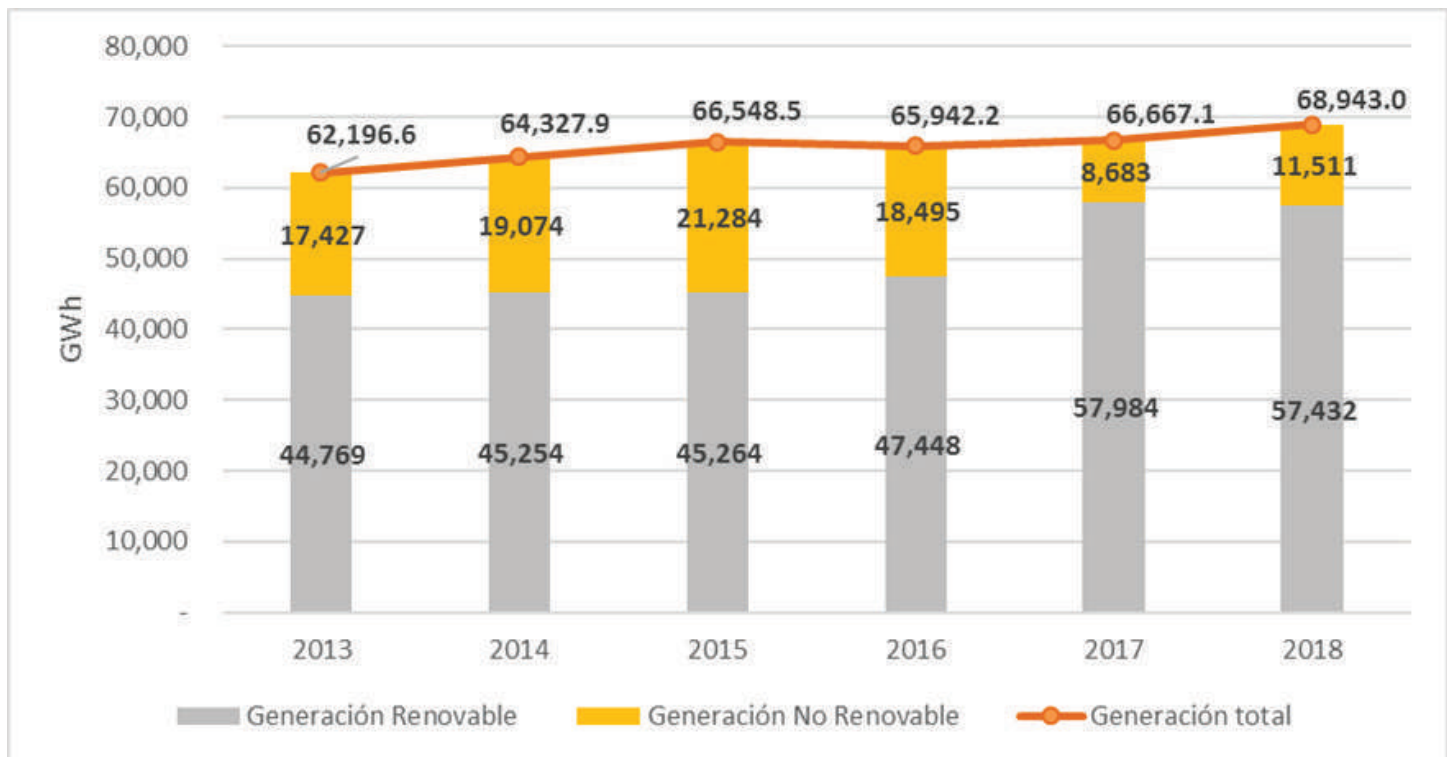
La generación renovable en Colombia, incluye generación hidráulica, eólica, solar fotovoltaica y biomasa, mientras que la no renovable incluye generación con combustibles fósiles, entre los cuales está el carbón, gas, combustóleo, ACPM y mezcla de combustibles fósiles.

En la Gráfica 1, se muestra la evolución de la generación en Colombia en GWh para cada año, desde el 2013 hasta el 2017, desagregando para cada uno la cantidad de generación en GWh con fuentes de energía renovable y no renovable. Se observa que la participación de la energía no renovable estuvo cercana al 30% entre 2013 y 2016 coincidiendo con los bajos aportes que se registraron



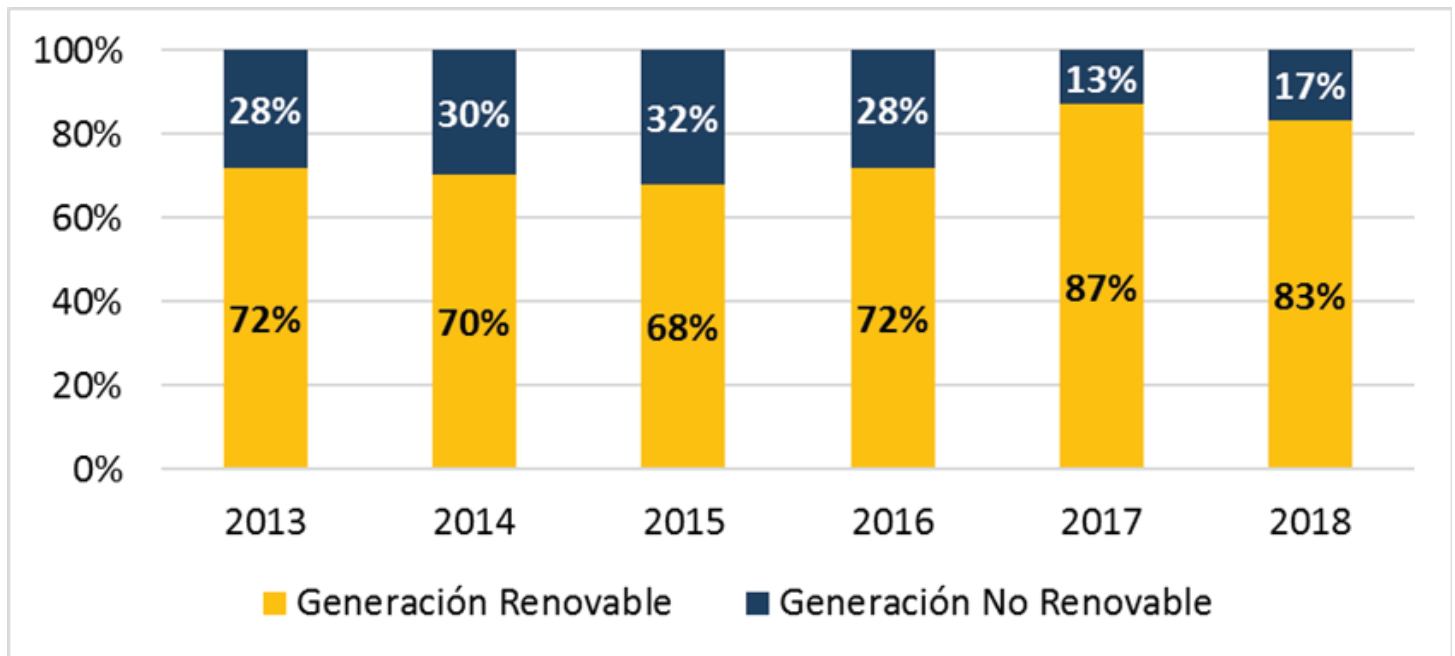
en Colombia entre el año 2012 y 2016, período que incluye el evento El Niño 2014 – 2016, que es hasta ahora el evento El Niño de mayor duración desde 1950, según la tabla actual del ONI.

**Gráfica 1. Evolución de la generación en Colombia (GWh)**



En la Gráfica 2, se muestra la participación de la generación con fuentes de energía renovables y no renovables en Colombia para cada año, desde el 2013 hasta el 2018. Se observa que para el período 2013 – 2016 la participación de las fuentes renovables en la generación total fue cercana al 70%, mientras en 2017 y 2018 las fuentes renovables entregaron al SIN más del 80% de la generación registrada en el SIN.

**Gráfica 2. Participación de la generación renovable y no renovable**



En la Tabla 1, se muestra la información de la generación para los años 2017 y 2018 desagregada por el tipo de fuente de energía usada y su participación respecto a la generación total.

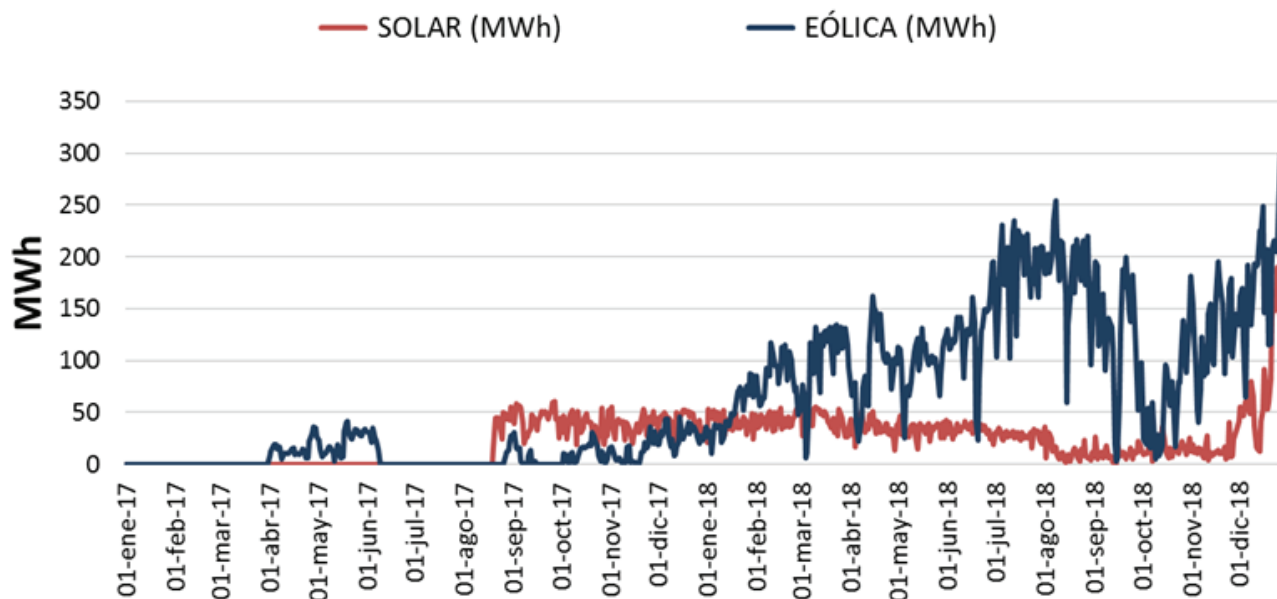
**Tabla 1. Generación por tipo de recurso natural**

Fuente de energía	2017 GWh	Participación (%)	2018 GWh	Participación (%)	Variación 2018 vs. 2017
<b>Fuentes de energía No Renovable</b>					
Combustible fósil	8,682.9	13.0%	11,510.7	16.7%	32.6%
<b>Total No Renovable</b>	<b>8,682.9</b>	<b>13.0%</b>	<b>11,510.7</b>	<b>16.7%</b>	<b>32.6%</b>
<b>Fuentes de energía Renovable</b>					
Biomasa	632.8	0.9%	729.8	1.06%	15.3%
Eólica	3.1	0.0%	43.4	0.06%	1314.2%
Hidráulica	57,343.0	86.0%	56,647.0	82.17%	-1.2%
Solar	5.4	0.0%	12.0	0.02%	122.7%
<b>Total Renovable</b>	<b>57,984.2</b>	<b>87.0%</b>	<b>57,432.3</b>	<b>83.3%</b>	<b>-1.0%</b>
<b>Total general</b>	<b>66,667.1</b>	<b>100.0%</b>	<b>68,943.0</b>	<b>100.0%</b>	<b>3.4%</b>

Se resalta para el 2018 un leve decrecimiento de la generación con fuentes de energía renovable con un -1.0% respecto al año 2017, disminución explicada por el decrecimiento en el 1.2% de la generación hidráulica, que es la de mayor participación en la energía renovable. Por su parte, se destaca el alto crecimiento en la generación eólica, debido a la recuperación en los niveles de generación de la planta Jepírachi luego de solucionadas las diferencias con la etnia Wayuu. Similarmente, se resalta el crecimiento en la generación solar por la incorporación en pruebas de las plantas solares Celsia Solar Bolívar, en noviembre, y El Paso en diciembre de 2018. Se espera que estas dos nuevas plantas solares se declaren en explotación comercial durante 2019.

En la Gráfica 3, se muestra la evolución de la generación diaria de las fuentes de energía renovable no convencional en Colombia (Eólica – Planta Jepírachi y Solares – Planta Yumbo, Bolívar y El Paso) para los años 2017 y 2018, en donde se evidencia que a partir de abril de 2017 se reactivó la generación Eólica en Jepírachi, luego de la suspensión en 2016 por diferencias con la etnia Wayuu, en agosto de 2017 inicia la generación solar con la planta Yumbo, y a finales de 2018 inicia la generación en pruebas de las plantas Bolívar y El Paso.

**Gráfica 3. Generación renovable no convencional**

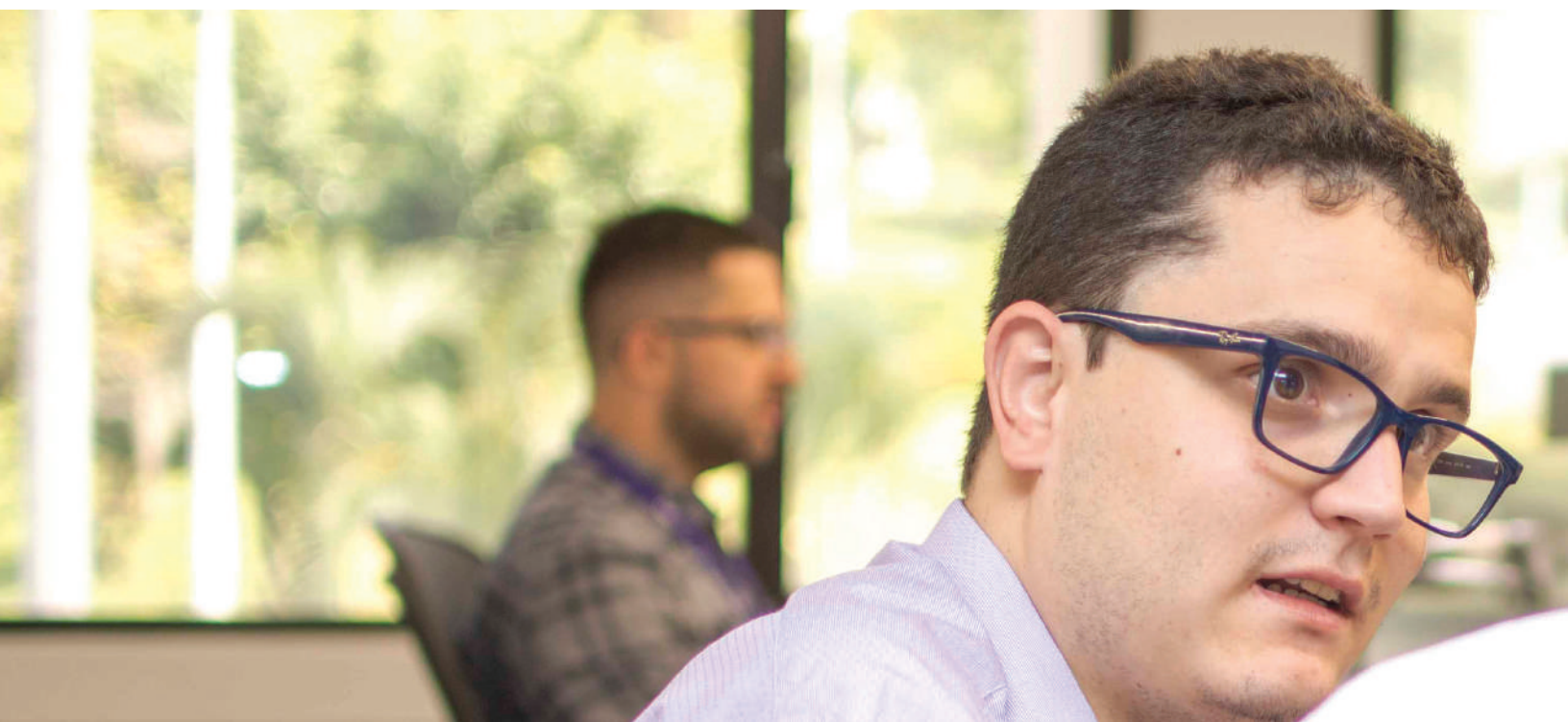


Otra mirada para la clasificación de la generación es cómo se considera la planta de generación en el Despacho Central (Resolución CREG 055 de 1994), a saber: plantas despachadas centralmente (DC) y no despachadas centralmente (NDC). Bajo esta clasificación, ver Tabla 2, se resalta el incremento de la generación con combustible fósil - térmica despachada centralmente - con un crecimiento del 30.4% frente a 2017, pasando de una participación del 11.9% en 2017, al 15% en 2018. Por su parte, la generación hidráulica despachada centralmente en 2018 decreció en un 2.8% frente a 2017.

En la Tabla 2, se observa la clasificación de la generación en GWh durante el 2017 y 2018 por tipo de despacho y por tipo de tecnología, y su participación respecto a la generación total en Colombia.

**Tabla 2. Clasificación de generación por fuente de energía y tipo de despacho**

Fuente de energía	2017 GWh	Participación (%)	2018 GWh	Participación (%)	Variación 2018 vs. 2017
<b>DC: Despachado Centralmente</b>					
Combustible fósil	7,941.4	11.9%	10,352.9	15.0%	30.4%
Hidráulica	53,553.0	80.3%	52,059.4	75.5%	-2.8%
Solar			1.2	0.0%	
<b>Total DC</b>	<b>61,494.4</b>	<b>92.2%</b>	<b>62,413.4</b>	<b>90.5%</b>	<b>1.5%</b>
<b>NDC: No Despachado centralmente</b>					
<b>Menor</b>	<b>4,429.9</b>	<b>6.6%</b>	<b>5,678.3</b>	<b>8.2%</b>	<b>28.2%</b>
Biomasa	6.1	0.0%	3.8	0.0%	-37.0%
Combustible fósil	640.9	1.0%	1,058.3	1.5%	65.1%
Eólica	3.1	0.0%	43.4	0.1%	1314.2%
Hidráulica	3,774.5	5.7%	4,563.7	6.6%	20.9%
Solar	5.4	0.0%	9.0	0.0%	67.4%
<b>Cogenerador</b>	<b>633.7</b>	<b>1.0%</b>	<b>734.0</b>	<b>1.1%</b>	<b>15.8%</b>
Biomasa	625.1	0.9%	725.3	1.1%	16.0%
Combustible fósil	8.6	0.0%	8.7	0.0%	0.5%
<b>Autogenerador</b>	<b>109.1</b>	<b>0.2%</b>	<b>117.2</b>	<b>0.2%</b>	<b>7.5%</b>
Biomasa	1.6	0.0%	0.7	0.0%	-57.2%
Combustible fósil	92.0	0.1%	90.8	0.1%	-1.3%
Hidráulica	15.5	0.0%	23.9	0.0%	54.5%
Solar			1.8	0.0%	
<b>Total NDC</b>	<b>5,172.7</b>	<b>7.8%</b>	<b>6,529.5</b>	<b>9.5%</b>	<b>26.2%</b>
<b>Total general</b>	<b>66.667.1</b>	<b>100.0%</b>	<b>68.943.0</b>	<b>100.0%</b>	<b>3.4%</b>





## Consumo de combustibles

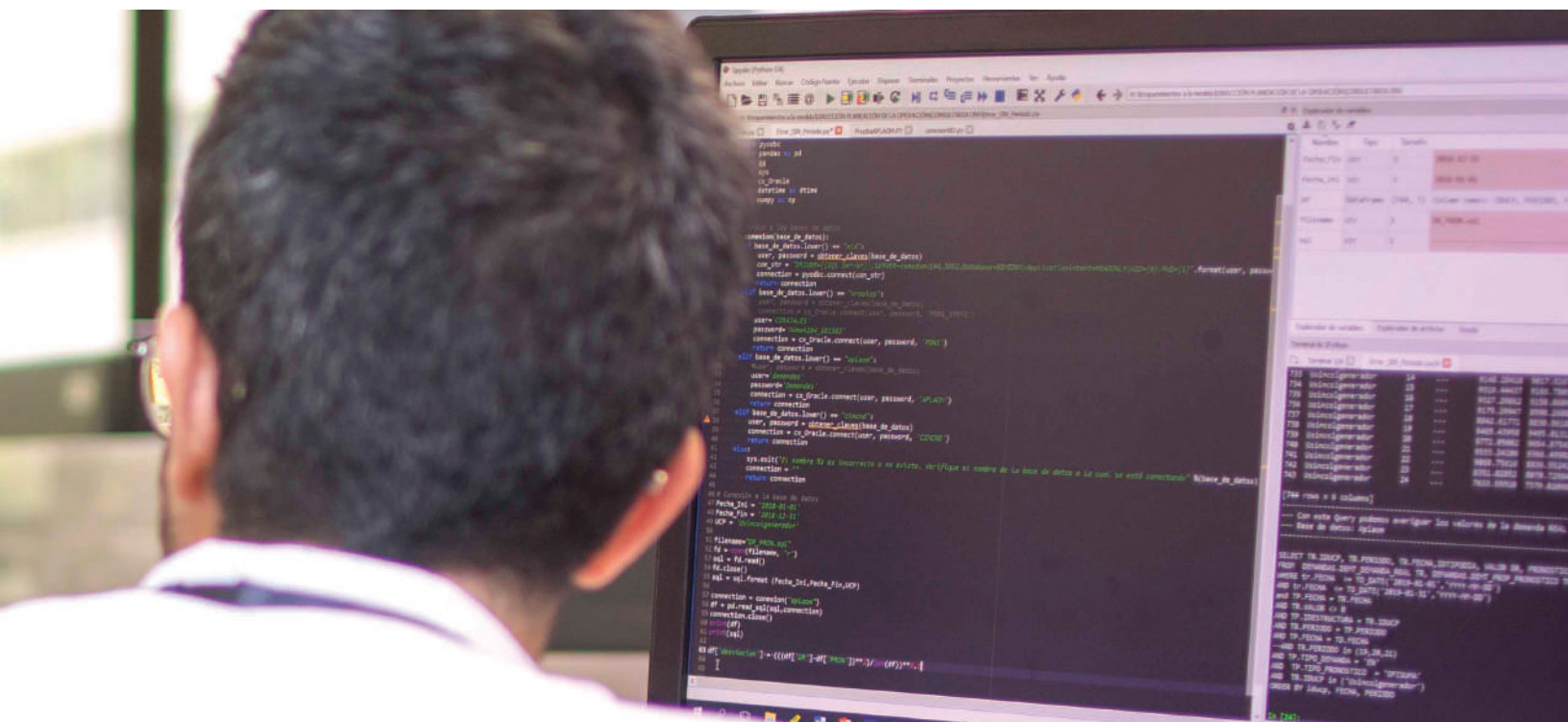
Tabla 1. Consumo de combustible en el SIN (MBTU) 2016, 2017 y 2018

Combustible (1)	2016	2017	2018	Participación en 2018
Gas	90,780,281.63	54,153,709.0	53,858,544.5	52.1%
Carbón (2)	57,300,138.78	24,241,547.3	37,283,950.9	36.1%
ACPM (*)	15,345,217.30	73,837.7	148,671.4	0.1%
Combustoleo (*)	7,651,519.37	711,238.0	1,718,302.0	1.7%
Jet A1	689,614.75	0	0	0.0%
Gas Natural Importado	438,087.26	403,610.8	10,365,796.6	10.0%
<b>Total</b>	<b>172,204,859.10</b>	<b>79,583,942.7</b>	<b>103,375,265.4</b>	<b>100.0%</b>

(1) Consumo declarado por los agentes generadores ante el ASIC.

(2) El consumo de carbón se calcula a partir de la curva de eficiencias declarada por el agente.

(\*) Con base en las circulares CREG de declaración de parámetros para el ENFICC y de la clasificación de Ecopetrol, se adopta los nombres de combustibles líquidos para las plantas térmicas así: DIESEL, ACPM o FUEL OIL No. 2 como ACPM, y FUEL OIL, FUEL OIL No. 6 o COMBUSTÓLEO como Combustoleo.



## Disponibilidad promedio

Tabla 1. Disponibilidad promedio 2016-2018

Tipo de despacho	Disponibilidad promedio real (MW)			Capacidad efectiva promedio 2018 (MW)	Disponibilidad promedio (%) respecto a capacidad efectiva promedio 2018
	2016	2017	2018		
<b>Despachadas Centralmente ( * )</b>					
Hidráulica	8,788.3	9,336.5	9,429.5	10,861.9	86.8%
Térmica	3,879.0	4,092.4	4,244.4	4,801.4	88.4%
Cogenerador (**)	21.1				
<b>Total</b>	<b>12,688.36</b>	<b>13,428.87</b>	<b>13,673.88</b>	<b>15,663.28</b>	<b>87.3%</b>
<b>No Despachadas Centralmente ( ** )</b>					
Menor	363.7	504.3	646.4	1,010.00	64.0%
Cogenerador	66.6	72.1	83.6	138.49	60.3%
Autogenerador	15.7	15.4	16.5	42.10	39.2%
<b>Total</b>	<b>446.0</b>	<b>591.8</b>	<b>746.5</b>	<b>1,190.59</b>	<b>62.7%</b>
<b>Disponibilidad promedio total</b>	<b>13,134.3</b>	<b>14,020.7</b>	<b>14,420.4</b>	<b>16,853.9</b>	<b>86%</b>

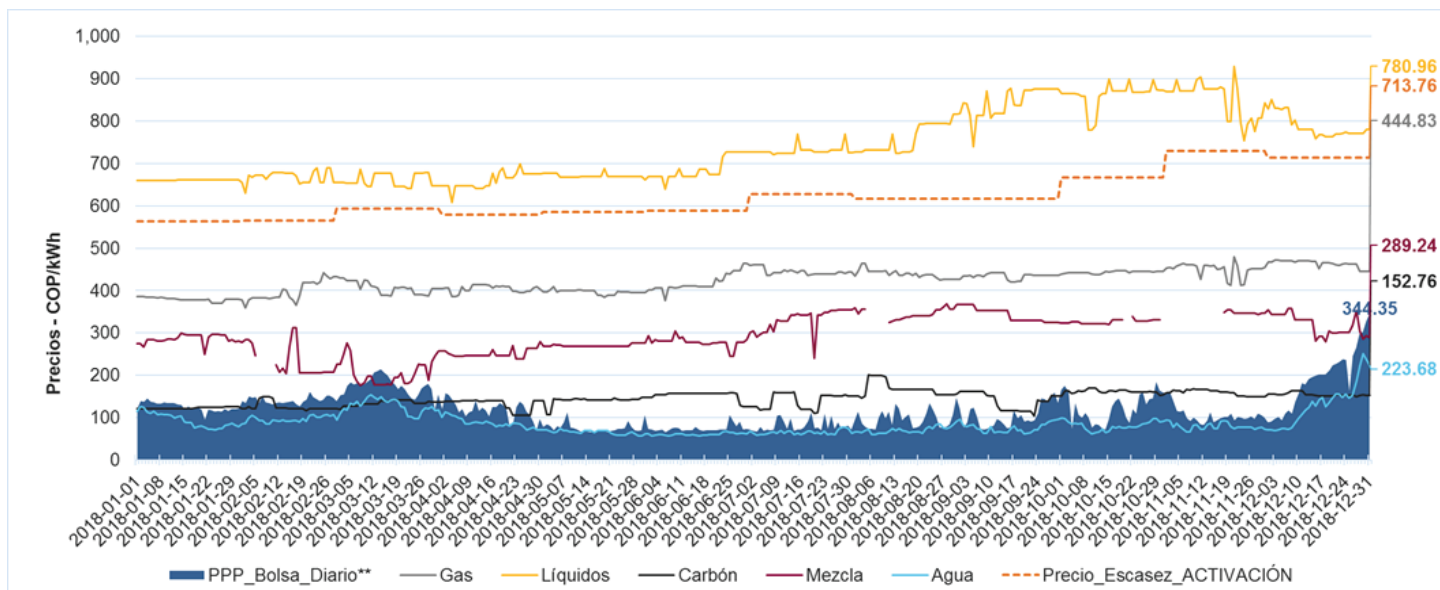
(\*) El cogenerador Mayagüez de capacidad efectiva neta 19.9 MW, pasa a ser despachado centralmente desde marzo 19 de 2016 hasta abril 18 de 2016 por solicitud del agente.

(\*\*) Calculada a partir de la generación real. Incluye en 2017 y 2018 las plantas solares Yumbo y Bolívar en menores y autogeneradores

## Precios de oferta

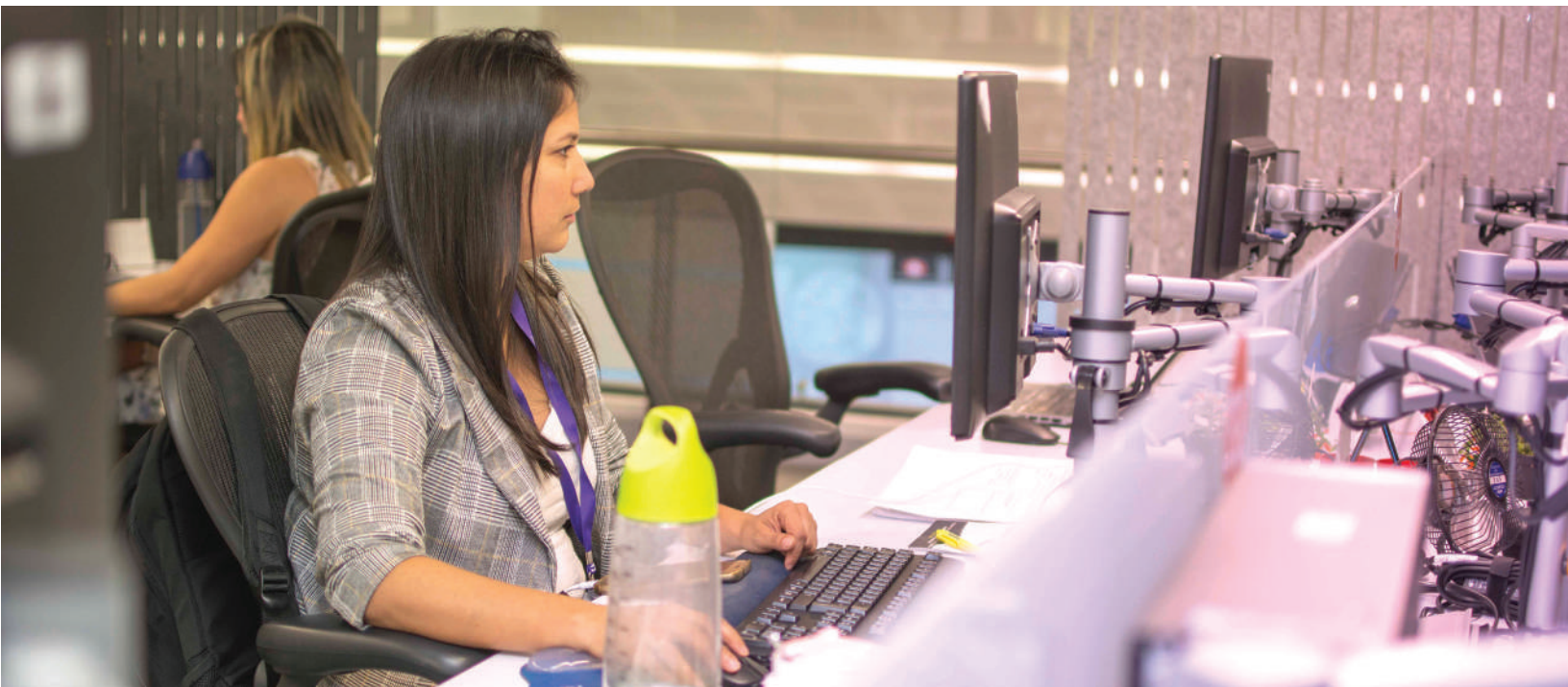
En la Gráfica 1 se presentan los precios de oferta por tipo de combustible en la que se observa, que las variaciones más importantes de oferta se presentan para gas y agua.

Gráfica 1 – Precios de oferta por tipo de combustible



\*\*

\*\*Precio de bolsa diario promedio ponderado por la demanda



## Obligaciones de Energía Firme, OEF

**Tabla 1.**  
Asignación de obligaciones de energía firme.  
Diciembre 2017 – noviembre 2018 y diciembre 2018 – noviembre 2019.

Planta	OEF Anual 2017-2018 (kWh-año)	OEF Anual 2018-2019 (kWh-año)	Tipo de planta
ALBAN (ALTO Y BAJO ANCHICAYA) GENERADOR	695,440,419.44	718,402,256.33	Hidráulica
BETANIA GENERADOR	1,679,720,496.94	1,735,180,989.31	Hidráulica
CHIVOR GENERADOR	2,691,114,119.47	2,779,968,493.97	Hidráulica
CARLOS LLERAS RESTREPO - GENERACIÓN	199,999,925.00	199,999,925.00	Hidráulica
CALIMA GENERADOR	88,579,800.85	91,504,501.35	Hidráulica
CENTRAL CARTAGENA 1	243,335,898.72	251,370,288.24	Térmica
UNIDAD 2 CENTRAL CARTAGENA	311,876,114.61	322,173,543.79	Térmica
CENTRAL CARTAGENA 3	387,739,106.44	400,541,356.46	Térmica
GENERADOR CUCUANA	49,999,890.00	49,999,890.00	Hidráulica
ESMERALDA GENERADOR	145,516,667.24	150,321,291.59	Hidráulica
SUBMERCADO GENERACION GECELCA 32	1,971,000,000.00	1,971,000,000.00	Térmica
SUBMERCADO GENERACION GECELCA 3	1,221,144,000.00	1,221,144,000.00	Térmica
GUATAPE GENERADOR	1,839,439,145.52	1,900,173,178.87	Hidráulica
GUATRON GENERADOR	2,075,246,096.95	2,143,765,931.37	Hidráulica
GUAVIO GENERADOR	4,188,207,780.75	4,326,492,731.18	Hidráulica
CENTRAL HIDROELECTRICA MIEL I	855,907,194.61	884,167,273.91	Hidráulica
JAGUAS GENERADOR	512,231,670.23	529,144,377.25	Hidráulica
LATASAJERA GENERADOR	1,217,526,676.46	1,257,726,596.07	Hidráulica
GENERACION AMOYA - LA ESPERANZA	214,266,315.00	214,266,315.00	Hidráulica
MERILECTRICA 1	1,291,563,339.50	1,334,207,778.78	Térmica
PARAISO GUACA GENERA	3,538,237,878.03	3,706,290,275.23	Hidráulica
PLAYAS GENERADOR	1,101,639,919.03	1,138,013,525.49	Hidráulica
PAIPA 1	182,964,298.51	189,005,357.19	Térmica
PAIPA 2	471,915,101.05	487,496,648.04	Térmica
PAIPA 3	532,109,071.56	549,678,084.47	Térmica
PAIPA 4	1,185,991,192.85	1,225,149,883.61	Térmica
PORCE 2 GENERADOR	1,345,446,251.04	1,389,869,779.64	Hidráulica
PORCE 3 GENERADOR	3,354,292,695.00	3,354,292,695.00	Hidráulica
PRADO GENERADOR	61,826,887.76	63,868,268.84	Hidráulica
PROELECTRICA 1 GEN.	651,762,317.34	673,282,004.15	Térmica
GENERADOR EL QUIMBO	1,650,000,020.00	1,650,000,020.00	Hidráulica



SALVAJINA GENERADOR	619,935,373.27	640,404,207.88	Hidráulica
SAN MIGUEL - GENERACION	122,675,040.00	122,675,040.00	Hidráulica
SANCARLOS GENERADOR	4,473,196,332.91	4,620,890,947.30	Hidráulica
SANFRANCISCO GENERA.	185,981,317.13	192,121,990.79	Hidráulica
GENERADOR HIDRÁULICO SOGAMOSO	1,440,477,610.00	3,790,730,130.00	Hidráulica
TERMOBQLLA 3 GENERA.	405,783,640.00	405,783,640.00	Térmica
TERMOBQLLA 4 GENERA.	415,566,370.00	415,566,370.00	Térmica
TEBSA TOTAL	6,387,937,270.00	6,387,937,270.00	Térmica
TERMOCANDELARIA 1 GENERACION	1,325,558,090.00	1,325,558,090.00	Térmica
TERMOCANDELARIA 2 GENERACION	1,244,993,830.00	1,244,993,830.00	Térmica
TERMODORADA1	299,011,224.88	308,883,885.11	Térmica
TERMOEMCALI 1	1,612,582,514.75	1,665,826,265.97	Térmica
TERMOFLORES GENERA.	1,286,022,750.00	1,286,022,750.00	Térmica
TERMO FLORES 4	3,744,900,000.00	3,744,900,000.00	Térmica
TERMOGUAJIRA 1	812,205,923.42	839,023,087.64	Térmica
TERMOGUAJIRA 2	1,011,026,946.48	1,044,408,721.81	Térmica
TERMOCENTRO -1	2,140,769,294.22	1,141,391,723.99	Térmica
TERMO NORTE	619,156,800.00	619,156,800.00	Térmica
TASAJER 1 GENERADOR	1,241,133,294.12	1,282,112,649.74	Térmica
TASAJERO II - GENERADOR	1,331,518,905.00	1,331,518,905.00	Térmica
T SIERRA1 GENERADOR	2,318,641,765.21	1,450,591,930.86	Térmica
TERMOVALLE1	1,522,768,372.17	1,573,046,667.78	Térmica
TERMOYOPAL UNIDAD 2	215,267,048.41	222,374,669.30	Térmica
URRA	658,515,603.75	680,258,268.48	Hidráulica
ZIPA BOGOTÁ 2 GEN.	203,469,951.58	210,188,059.57	Térmica
ZIPA BOGOTÁ 3 GEN.	414,251,934.03	427,929,576.39	Térmica
ZIPA ISA 4 GENERADOR	390,944,499.84	403,852,584.55	Térmica
ZIPA ISA 5 GENERADOR	450,441,382.91	465,313,917.32	Térmica
PESCADERO 1	-	1,085,000,095.00	Hidráulica

Las obligaciones de energía firme que se muestran en la tabla anterior incluyen las cesiones de OEF realizadas para los períodos presentados de acuerdo con las Resoluciones CREG 148 de 2010, CREG 114 de 2014 y demás normas vigentes.

## Generación por agente

Tabla 7. Generación por agente 2018

Agente Generador	Generación GWh	Participación %
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	4,976.92	7.22%
AURES BAJO S.A.S. E.S.P.	3.55	0.01%
AXIA ENERGIA S.A.S. E.S.P.	6.46	0.01%
BIOGAS DONA JUANA S.A.S. E.S.P.	3.19	0.00%
COG ENERGY S.A.S. E.S.P.	5.74	0.01%
CELSIA S.A. E.S.P.	315.89	0.46%
CEMEX ENERGY S.A.S. E.S.P.	88.53	0.13%
CENTRAL HIDROELECTRICA CONCORDIA S.A.S. E.S.P.	25.89	0.04%
CENTRAL HIDROELECTRICA EL EDEN S.A.S. E.S.P.	79.06	0.11%
CENTRAL TERMOELECTRICA EL MORRO 2 S.A.S. E.S.P.	451.81	0.66%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	172.19	0.25%
COMPANIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	82.58	0.12%
DICELER S.A. E.S.P.	8.94	0.01%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	12.07	0.02%
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	0.69	0.00%
EMGESA S.A. E.S.P.	14,135.47	20.50%
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	145.51	0.21%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	3,814.84	5.53%
EMPRESA DE GENERACION Y PROMOCION DE ENERGIA DE ANTIOQUIA S.A. E.S.P.	7.99	0.01%
EMPRESA MULTIPROPOSITO DE CALARCA S.A. E.S.P.	9.59	0.01%
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	25.90	0.04%
EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P.	1,456.33	2.11%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	0.08	0.00%
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	15,838.13	22.97%
ENERCO S.A. E.S.P.	16.52	0.02%
ENERGETICA S.A. E.S.P.	7.16	0.01%
ENERGIA DEL RIO PIEDRAS S.A. E.S.P.	59.44	0.09%
ENERGIA RENOVABLE DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	8.60	0.01%
GENERADORA ALEJANDRIA S.A.S. E.S.P.	84.61	0.12%
GENERADORA COLOMBIANA DE ELECTRICIDAD S.C.A. E.S.P.	1.40	0.00%
GENERADORA LUZMA S.A. E.S.P.	288.63	0.42%
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	1,857.89	2.69%
GENERCOMERCIAL S.A.S. E.S.P.	6.37	0.01%
GENERPUTUMAYO S.A.S. E.S.P.	1.94	0.00%
GENERSA S.A.S. E.S.P.	0.76	0.00%
GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	916.32	1.33%
HIDROELECTRICA DEL ALTO PORCE S.A.S. E.S.P.	431.39	0.63%

HZ ENERGY S.A.S. E.S.P.	41.74	0.06%
IAC ENERGY S.A.S. E.S.P.	22.96	0.03%
ISAGEN S.A. E.S.P.	13,986.67	20.29%
LA CASCADA S.A.S. E.S.P.	19.82	0.03%
LA CASCADA S.A.S. E.S.P.	952.70	1.38%
NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	5.60	0.01%
PROELECTRICA & CIA. S.C.A. E.S.P.	295.72	0.43%
PROYECTOS ENERGÉTICOS DEL CAUCA S.A. E.S.P.	138.20	0.20%
RIOPAILA ENERGÍA S.A.S E.S.P.	85.35	0.12%
RISARALDA ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	108.33	0.16%
TERMO MECHERO MORRO S.A.S E.S.P	443.58	0.64%
TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.	4,082.00	5.92%
TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.	311.26	0.45%
TERMOEMCALI I S.A. E.S.P.	9.56	0.01%
TERMONORTE S.A.S. E.S.P	9.17	0.01%
TERMOPIEDRAS S.A. E.S.P.	0.31	0.00%
TERMOTASAJERO DOS S.A. E.S.P.	426.38	0.62%
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	394.77	0.57%
TERMOVALLE S.A.S. E.S.P.	91.10	0.13%
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S E.S.P.	392.77	0.57%
VATIA S.A. E.S.P.	383.61	0.56%
ZONA FRANCA CELSIA S.A E.S.P.	1,392.99	2.02%
<b>Total general</b>	<b>68,942.97</b>	<b>100.00%</b>

## Generación por recurso

Tabla 8. Generación por recurso 2018

Recurso	Generación GWh	Participación %
AGUA FRESCA	59.44	0.09%
ALBAN	1,543.84	2.24%
ALEJANDRIA	84.61	0.12%
ALTO TULUA	93.23	0.14%
AMAIME	77.52	0.11%
AMALFI	2.82	0.00%
AMERICA	0.13	0.00%
AMOYA LA ESPERANZA	445.57	0.65%
ASNAZU	4.10	0.01%
AURES BAJO	3.55	0.01%
AUTOG ARGOS CARTAGENA	9.62	0.01%
AUTOG ARGOS EL CAIRO	23.92	0.03%
AUTOG ARGOS SOGAMOSO	2.41	0.00%
AUTOG ARGOS TOLUVIEJO	2.70	0.00%
AUTOG ARGOS YUMBO	0.36	0.00%
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	1.80	0.00%
AUTOG COCA-COLA FEMSA	1.01	0.00%
AUTOG REFCAR	68.26	0.10%
AUTOG UNIBOL	6.46	0.01%
AUTOG YAGUARITO	0.69	0.00%
AYURA	106.49	0.15%
BAJO TULUA	101.65	0.15%
BARRANQUILLA 3	58.37	0.08%
BARRANQUILLA 4	26.53	0.04%
BARROSO	150.99	0.22%
BAYONA	3.10	0.00%
BELLO	2.20	0.00%
BELMONTE	7.87	0.01%
BETANIA	2,127.99	3.09%
BIOENERGY	57.77	0.08%
CALDERAS	88.41	0.13%
CALIMA	186.69	0.27%
CAMPESTRE (CALARCA)	1.93	0.00%
CAMPESTRE (EPM)	1.49	0.00%
CANTAYUS	27.92	0.04%
CARACOLI	19.12	0.03%
CARLOS LLERAS	431.39	0.63%



CARTAGENA 1	28.30	0.04%
CARTAGENA 2	65.88	0.10%
CARTAGENA 3	21.86	0.03%
CARUQUIA	53.02	0.08%
CASCADA	3.68	0.01%
CELSIA SOLAR BOLIVAR	1.08	0.00%
CELSIA SOLAR YUMBO	7.94	0.01%
CEMENTOS DEL NARE	51.82	0.08%
CENTRAL CASTILLA 1	5.84	0.01%
CENTRAL TUMACO 1	0.01	0.00%
CHARQUITO	132.33	0.19%
CHIVOR	4,866.09	7.06%
CIMARRON	155.36	0.23%
COCONUCO	22.82	0.03%
COELLO	7.16	0.01%
COGENERADOR COLTEJER 1	6.40	0.01%
COGENERADOR MANUELITA 2	24.52	0.04%
COGENERADOR PROENCA	122.82	0.18%
CUCUANA	271.39	0.39%
CURRUCUCUES	4.12	0.01%
DARIO VALENCIA SAMPER	720.24	1.04%
DONA JUANA	3.19	0.00%
EL BOSQUE	8.60	0.01%
EL COCUYO	1.80	0.00%
EL EDEN	78.27	0.11%
EL LIMONAR	126.06	0.18%
EL MOLINO	111.11	0.16%
EL MORRO 1	165.39	0.24%
EL MORRO 2	131.07	0.19%
EL PASO	1.18	0.00%
EL POPAL	148.27	0.22%
EL QUIMBO	1,892.00	2.74%
ESMERALDA	195.75	0.28%
FLORES 1	395.25	0.57%
FLORES 4B	997.74	1.45%
FLORIDA	102.33	0.15%
GECELCA 3	285.38	0.41%
GECELCA 32	384.86	0.56%
GUACAICA	5.42	0.01%
GUAJIRA 1	722.76	1.05%

GUAJIRA 2	464.90	0.67%
GUANAQUITAS	66.00	0.10%
GUATAPE	2,657.71	3.85%
GUATRON	2,756.34	4.00%
GUAVIO	4,937.34	7.16%
GUAVIO MENOR	34.34	0.05%
HIDROMONTANITAS	143.51	0.21%
INCAUCA 1	50.76	0.07%
INGENIO LA CARMELITA	1.22	0.00%
INGENIO MANUELITA	0.87	0.00%
INGENIO PICHICHI 1	3.07	0.00%
INGENIO PROVIDENCIA 2	121.69	0.18%
INGENIO RIOPAILA 1	79.51	0.12%
INGENIO RISARALDA 1	118.33	0.17%
INGENIO SAN CARLOS 1	8.94	0.01%
INSULA	106.24	0.15%
INTERMEDIA	0.00	0.00%
INZA	3.59	0.01%
IQUIRA I	9.82	0.01%
IQUIRA II	0.00	0.00%
JAGUAS	786.41	1.14%
JEPIRACHI 1 - 15	43.44	0.06%
JUAN GARCIA	6.49	0.01%
JULIO BRAVO	6.47	0.01%
LA CASCADA (ABEJORRAL)	6.10	0.01%
LA CASCADA (ANTIOQUIA)	17.00	0.02%
LA FRISOLERA	0.56	0.00%
LA HERRADURA	112.84	0.16%
LA NAVETA	22.96	0.03%
LA PITA	2.25	0.00%
LA REBUSCA	5.39	0.01%
LA TASAJERA	1,737.62	2.52%
LA VUELTA	60.04	0.09%
LAGUNETA	122.60	0.18%
LAS PALMAS	10.86	0.02%
LUZMA I	143.94	0.21%
LUZMA II	144.69	0.21%
MAGALLO	25.89	0.04%
MANANTIALES	5.72	0.01%
MAYAGUEZ 1	129.98	0.19%
MERILECTRICA 1	0.47	0.00%

MIEL I	1,722.63	2.50%
MIROLINDO	19.65	0.03%
MONDOMO	3.79	0.01%
MORRO AZUL	108.33	0.16%
MUNICIPAL	7.47	0.01%
NIMA	40.62	0.06%
NIQUIA	104.29	0.15%
NUEVO LIBARE	19.31	0.03%
NUTIBARA	1.51	0.00%
OVEJAS	6.48	0.01%
PAGUA	3,222.57	4.67%
PAIPA 1	48.74	0.07%
PAIPA 2	202.82	0.29%
PAIPA 3	179.18	0.26%
PAIPA 4	485.58	0.70%
PAJARITO	31.94	0.05%
PALMAS SAN GIL	75.49	0.11%
PAPELES NACIONALES	2.27	0.00%
PASTALES	4.63	0.01%
PATICO - LA CABRERA	5.74	0.01%
PIEDRAS BLANCAS	0.00	0.00%
PLAYAS	1,362.39	1.98%
PORCE II	1,881.72	2.73%
PORCE III	3,915.73	5.68%
PORCE III MENOR	12.44	0.02%
PRADO	265.52	0.39%
PRADO IV	29.42	0.04%
PROELECTRICA 1	295.72	0.43%
PROENCA II	15.38	0.02%
PROVIDENCIA	33.75	0.05%
PTAR 1	0.08	0.00%
PUENTE GUILLERMO	7.51	0.01%
PURIFICACION	0.00	0.00%
REMEDIOS	2.61	0.00%
RIO ABAJO	0.00	0.00%
RIO BOBO	25.22	0.04%
RIO CALI	13.14	0.02%
RIO FRIO I	8.79	0.01%
RIO FRIO II	57.46	0.08%
RIO GRANDE	3.47	0.01%
RIO INGENIO	0.00	0.00%

RIO MAYO	130.42	0.19%
RIO PALO	4.65	0.01%
RIO PIEDRAS	142.52	0.21%
RIO RECIO	0.68	0.00%
RIO SAPUYES	10.09	0.01%
RIOFRIO (TAMESIS)	5.87	0.01%
RIOGRANDE I	41.19	0.06%
RIONEGRO	23.05	0.03%
RUMOR	16.33	0.02%
SAJANDI	12.17	0.02%
SALTO II	121.17	0.18%
SALVAJINA	1,023.40	1.48%
SAN CANCIO	9.10	0.01%
SAN CARLOS	6,450.12	9.36%
SAN FRANCISCO	274.21	0.40%
SAN FRANCISCO (PUTUMAYO)	1.38	0.00%
SAN JOSE	1.40	0.00%
SAN JOSE DE LA MONTANA	0.03	0.00%
SAN JOSE DE LA MONTANA II	1.50	0.00%
SAN MATIAS	108.63	0.16%
SAN MIGUEL	317.50	0.46%
SANTA ANA	22.72	0.03%
SANTA RITA	0.00	0.00%
SANTIAGO	12.12	0.02%
SILVIA	2.83	0.00%
SOGAMOSO	4,489.72	6.51%
SONSON	137.01	0.20%
SUBA	8.38	0.01%
SUEVA 2	26.65	0.04%
TASAJERO 1	394.77	0.57%
TASAJERO 2	426.38	0.62%
TEBSAB	3,997.10	5.80%
TEQUENDAMA	23.43	0.03%
TEQUENDAMA 1	61.48	0.09%
TEQUENDAMA 2	67.26	0.10%
TEQUENDAMA 3	82.07	0.12%
TEQUENDAMA 4	83.05	0.12%
TEQUENDAMA BIOGAS	0.63	0.00%
TERMOBOLIVAR 1	6.36	0.01%



TERMOCANDELARIA 1	154.08	0.22%
TERMOCANDELARIA 2	157.18	0.23%
TERMOCENTRO CC	3.80	0.01%
TERMODORADA 1	0.92	0.00%
TERMOEMCALI 1	9.56	0.01%
TERMOMECHERO 4	141.90	0.21%
TERMOMECHERO 5	158.54	0.23%
TERMOMECHERO 6	143.14	0.21%
TERMONORTE	9.17	0.01%
TERMOPIEDRAS	0.31	0.00%
TERMOSIERRAB	19.19	0.03%
TERMOVALLE 1	91.10	0.13%
TERMOYOPAL 1	140.81	0.20%
TERMOYOPAL 2	251.96	0.37%
TUNJITA	110.82	0.16%
UNION	4.56	0.01%
URRA	1,456.33	2.11%
URRAO	6.37	0.01%
USAQUEN	8.92	0.01%
VENTANA A	14.44	0.02%
VENTANA B	8.85	0.01%
ZIPAEMG 2	26.46	0.04%
ZIPAEMG 3	40.64	0.06%
ZIPAEMG 4	42.12	0.06%
ZIPAEMG 5	64.11	0.09%
<b>Total general</b>	<b>68,942.97</b>	<b>100.00%</b>



## Demanda de electricidad

### Cálculo de la ENS y PENS

Atendiendo lo establecido en las Resoluciones CREG 093 y 094 de 2012, en el 2018 se le calculó la ENS (Energía No Suministrada) y el PENS (Porcentaje de Energía No Suministrada) a 2,544 eventos no programados de los cuales el 73% se presentaron en el STR (Sistema de Transmisión Regional) y el 27% en el STN (Sistema de Transmisión Nacional).

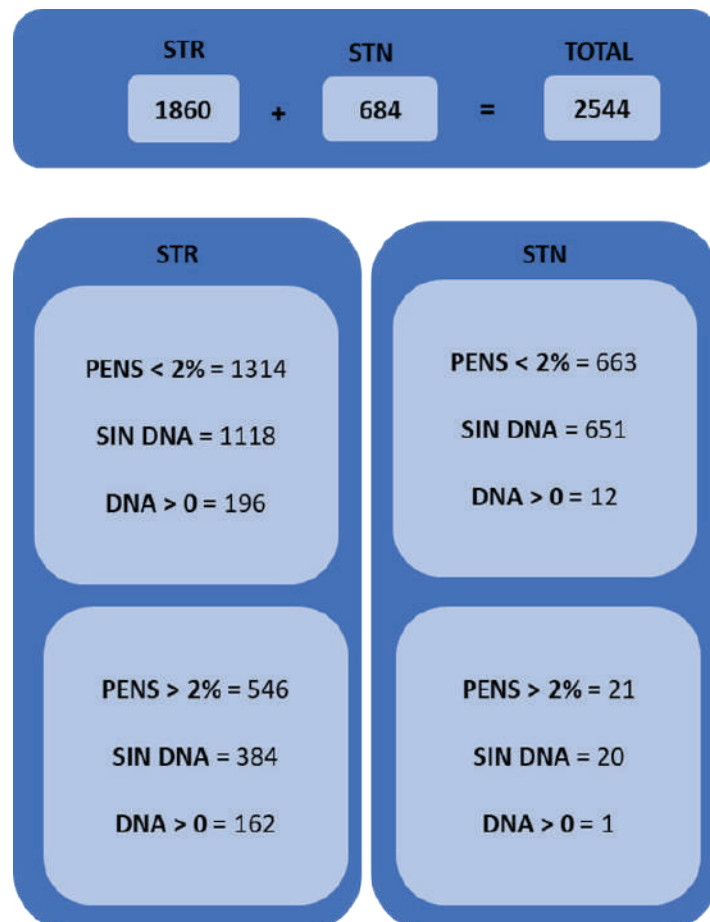
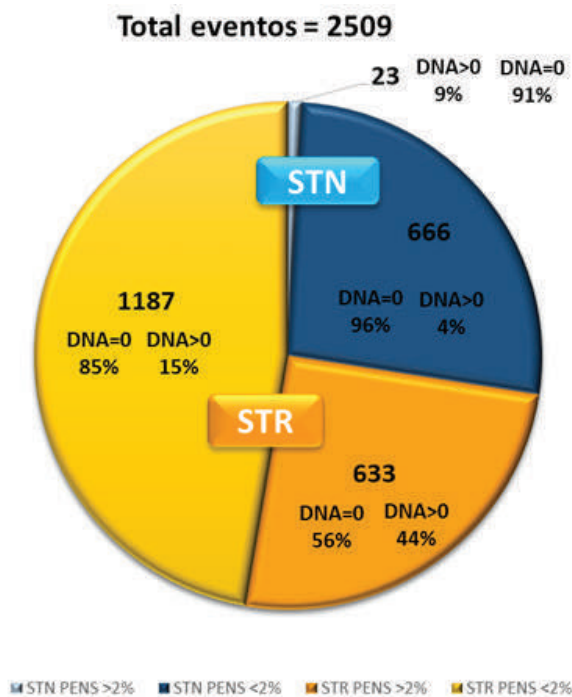


Figura 1. Estadísticas eventos no programados

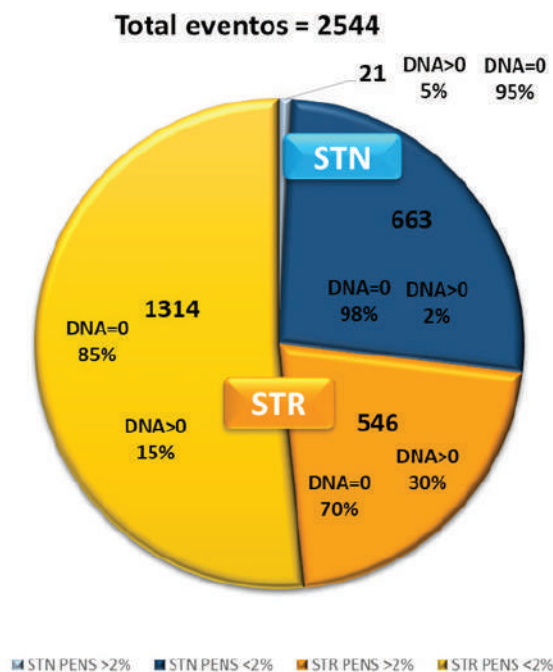
Las estadísticas de medición de la energía no suministrada – ENS para años 2017 y 2018 son presentadas a mediante las gráficas 1 y 2:

## Demanda de energía nacional

En el año 2018 la demanda de energía eléctrica del SIN creció 3.3% respecto al año 2017, con un consumo de 69,121 GWh (ver Gráfica 1). Los crecimientos para los tipos de días Comerciales, sábados y domingos-Festivos fueron de 3.1%, 3,6% y 4.2% respectivamente. En la Tabla 1 se muestra en detalle los datos utilizados para los cálculos de los crecimientos por tipo de día.



Gráfica 1 – Eventos presentados 2017



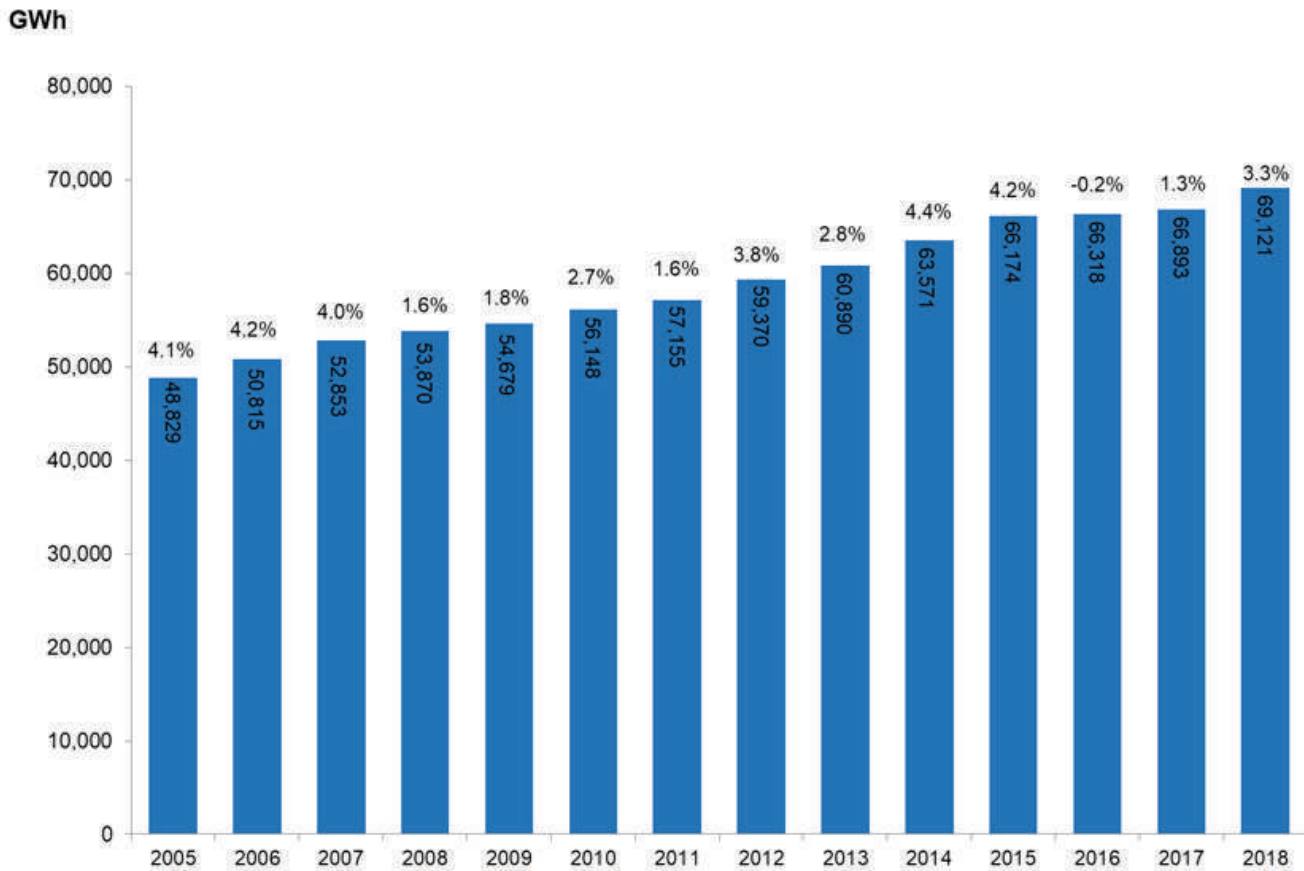
Gráfica 7 – Eventos presentados 2018



Tabla 1. Consumos promedio y crecimientos por tipo de día años 2017 y 2018 – GWh.

	2017			2018			
	No. Días	Demanda GWh	Demanda Promedio Día	No. Días	Demanda GWh	Demanda Promedio Día	Crecimiento
Comerciales	243	46155.16	189.94	244	47762.07	195.75	3.1%
Dom. - Festivos	52	9390.23	180.58	51	9538.81	187.04	3.6%
Sábados	70	11347.65	162.11	70	11820.59	168.87	4.2%
<b>Total Mes</b>	<b>365</b>	<b>66893.04</b>	<b>183.27</b>	<b>365</b>	<b>69121.47</b>	<b>189.37</b>	<b>3.3%</b>

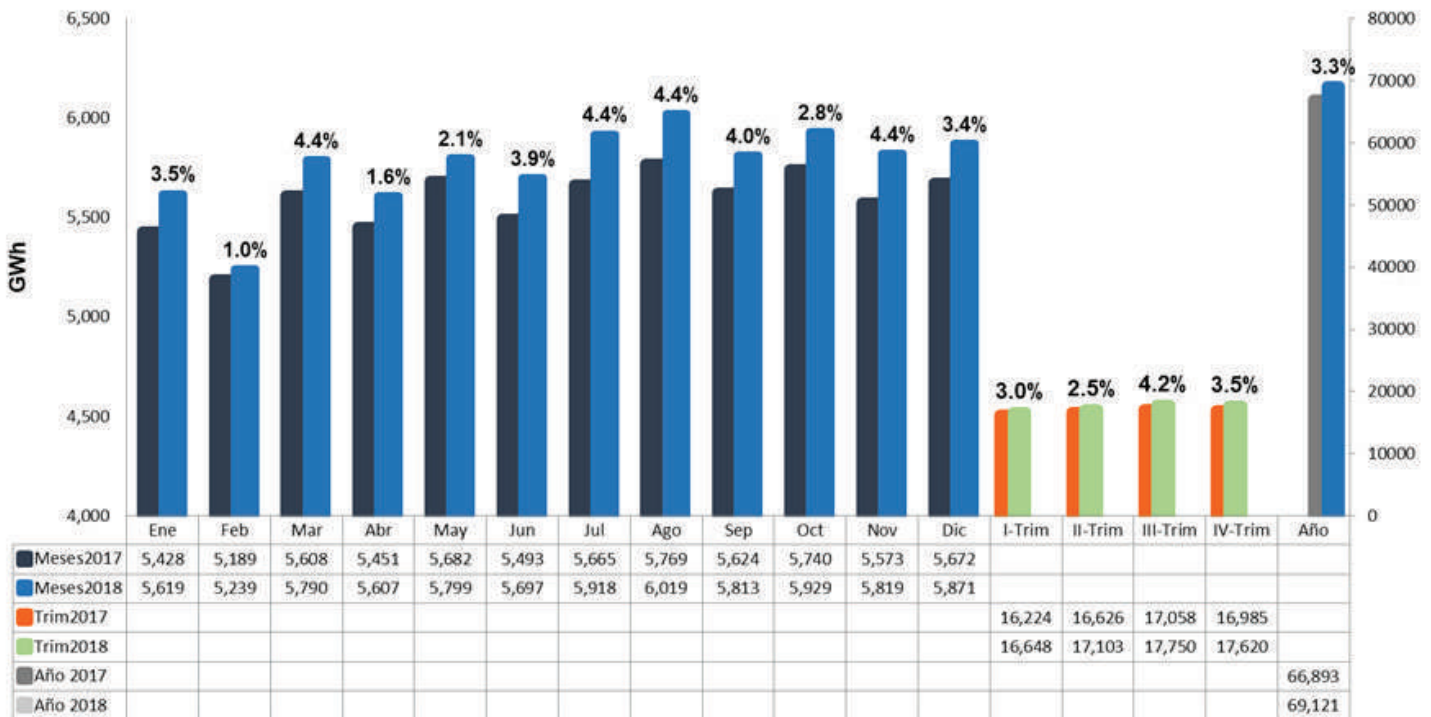
Gráfica 1. Comportamiento de la demanda de energía anual en Colombia – GWh



En la Gráfica 2 se muestra el comportamiento de la demanda de energía del SIN a nivel mensual, trimestral y anual, donde se destaca que el mes con mayor consumo de energía fue agosto con 6,019 GWh y los de mayor crecimiento fueron noviembre y agosto con porcentajes de 4.45% y 4.36% respectivamente.



**Gráfica 2. Comportamiento de demanda de energía del SIN a nivel mensual, trimestral y anual – GWh**



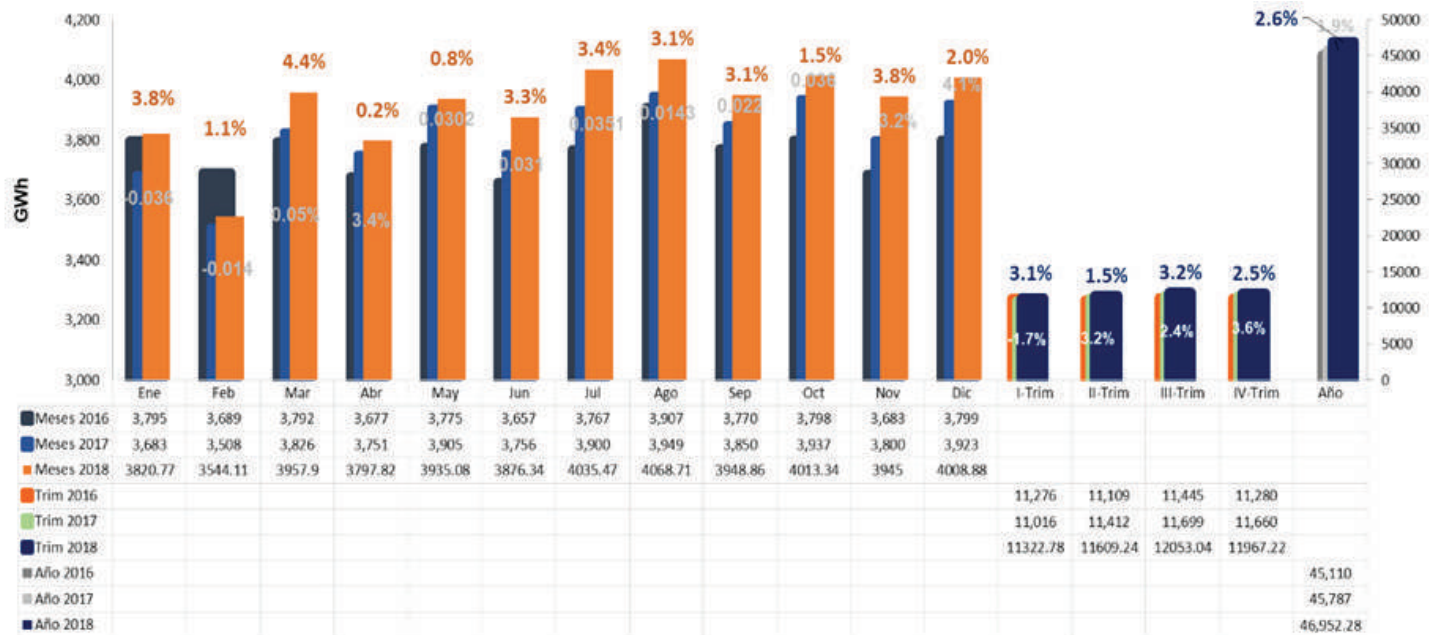
A nivel trimestral, el tercer trimestre fue donde se presentó la mayor demanda de energía con 17,750 GWh, trimestre para el cual se presentó el mayor crecimiento del año con un valor de 4.2%, esto como consecuencia del crecimiento del mercado no regulado con un valor de 6.9% y del mercado regulado con un valor de 3.2%.

Para el mercado no regulado el crecimiento total del año 2018 fue de 5%, donde se destaca el crecimiento de una de las actividades económicas con mayor porcentaje de participación en el mercado no regulado, Explotación de minas y canteras, la cual presentó crecimientos significativos durante los diferentes trimestres del año 2018, comparado con los mismos periodos de tiempo del año anterior, donde la extracción de petróleo crudo y gas natural, actividad que tiene en promedio el 50 % de participación de la demanda de energía sobre esta actividad económica, marco este comportamiento, lo que entra en resonancia con los crecimientos del producto interno bruto desde el punto de vista de la producción, publicados por el DANE para la actividad económica de extracción de petróleo y gas natural en los informes trimestrales I, II y III, donde las tasas de crecimiento en volumen para la extracción de petróleo crudo y gas natural presentó un crecimiento progresivo.

Igual comportamiento presentó la demanda de energía de la actividad económica de Industrias manufactureras, la cual presentó crecimientos progresivos durante los cuatro trimestres del año partiendo en un valor de -0.6% en el primer semestre, 2.2% en el segundo trimestre, 3.7% en el tercero y 4.4% para el cuarto trimestre, comportamiento que coincide con las tasas de crecimiento trimestrales en volumen de la actividad económica industrias manufactureras, publicadas por el DANE para los tres primeros trimestres del año.

Finalmente, se presentan las gráficas con el detalle de los crecimientos mensuales, trimestrales y anuales del mercado regulado y no regulado para los que se presentaron crecimientos totales para el 2018 de 2.6% y 5% respectivamente.

**Gráfica 3. Comportamiento de demanda de energía del mercado regulado a nivel mensual, trimestral y anual – GWh**



Gráfica 4. Comportamiento de demanda de energía del mercado no regulado a nivel mensual, trimestral y anual – GWh

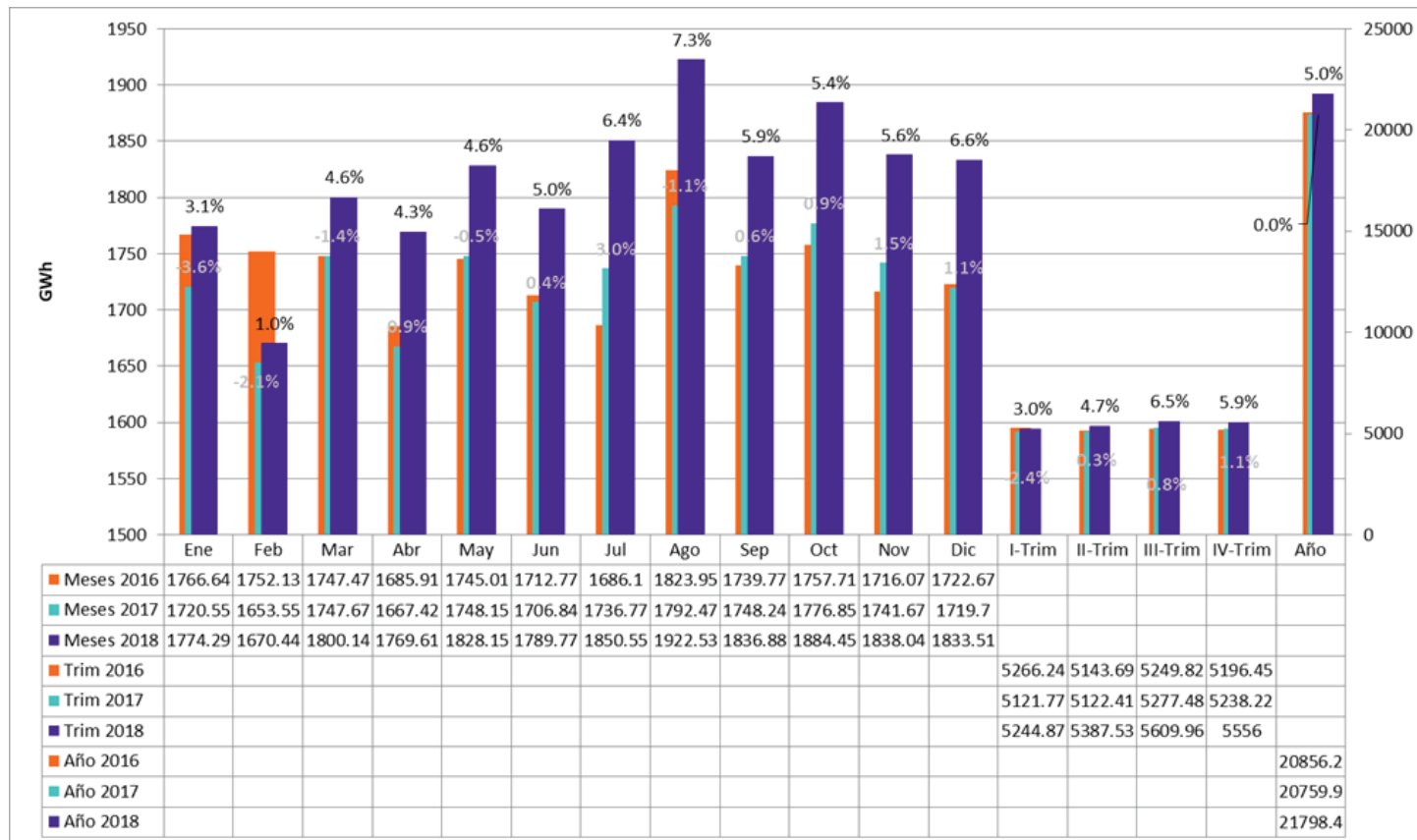


Tabla 2. Demanda de energía por tipos de mercados - GWh

	2017	2018	Crec	Participación
<b>NO REGULADO</b>	20759.88	21798.36	5.0%	31.7%
<b>REGULADO</b>	45786.83	46952.28	2.6%	68.3%
AGRICULTURA, GANADERIA, CAZA, SILVICULTURA Y PESCA	633.42	700.18	10.2%	3.2%
COMERCIO AL POR MAYOR Y AL POR MENOR; REPARACIÓN DE VEHICULOS AUTOMOVILES Y MOTOCICLETAS	1348.97	1343.94	-0.4%	6.2%
CONSTRUCCIÓN, ALOJAMIENTO, INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES	1252.62	1350.66	7.8%	6.2%
ESTABLECIMIENTOS FINANCIEROS, SEGUROS, INMUEBLES Y SERVICIOS A LAS EMPRESAS	1059.62	1104.75	4.4%	5.1%
EXPLOTACION DE MINAS Y CANTERAS	4769.12	5296.99	11.1%	24.3%
INDUSTRIAS MANUFACTURERAS	9181.74	9394.56	3.0%	43.1%
SERVICIOS SOCIALES, COMUNALES Y PERSONALES	1756.91	1834.28	4.8%	8.4%
SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD, GAS, VAPOR Y AIRE ACONDICIONADO	365.81	353.19	-3.4%	1.6%
TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO	391.67	419.89	7.7%	1.9%

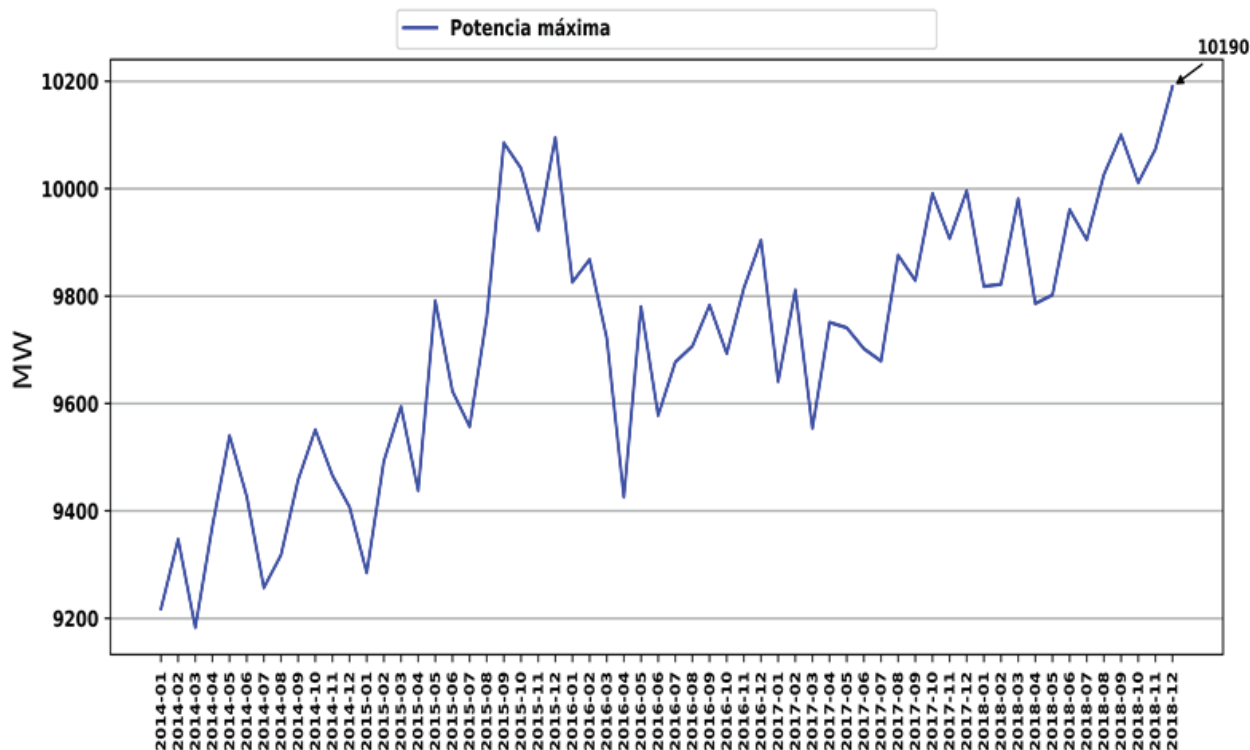
Es importante tener en cuenta que en el desarrollo de este capítulo se mencionarán diferentes tipos de demanda por lo cual que se hace necesario tener presente los siguientes conceptos:

- Demanda comercial: considera la demanda propia de cada comercializador más la participación en las perdidas del STN y los consumos propios de los generadores. Demanda Comercial (kWh)= Demanda Real (kWh) + Pérdidas de Energía (kWh).
- Demanda de energía del SIN: se calcula con base en la generación neta de las plantas e incluye: hidráulicas, térmicas, plantas menores, cogeneradores, demanda no atendida, limitación del suministro e importaciones. Considera las plantas registradas ante el MEM. Demanda Energía SIN = Generación + Demanda No Atendida + Importaciones -Exportaciones

## Demanda de potencia nacional

En 2018 la demanda máxima de potencia se presentó el día jueves 13 de diciembre en el período 19, con un valor de 10,190 MW y un crecimiento de 1.9% respecto al año 2017 (ver Gráfica 5).

Gráfica 5 - Demanda máxima de potencia MW - 2014 a 2018





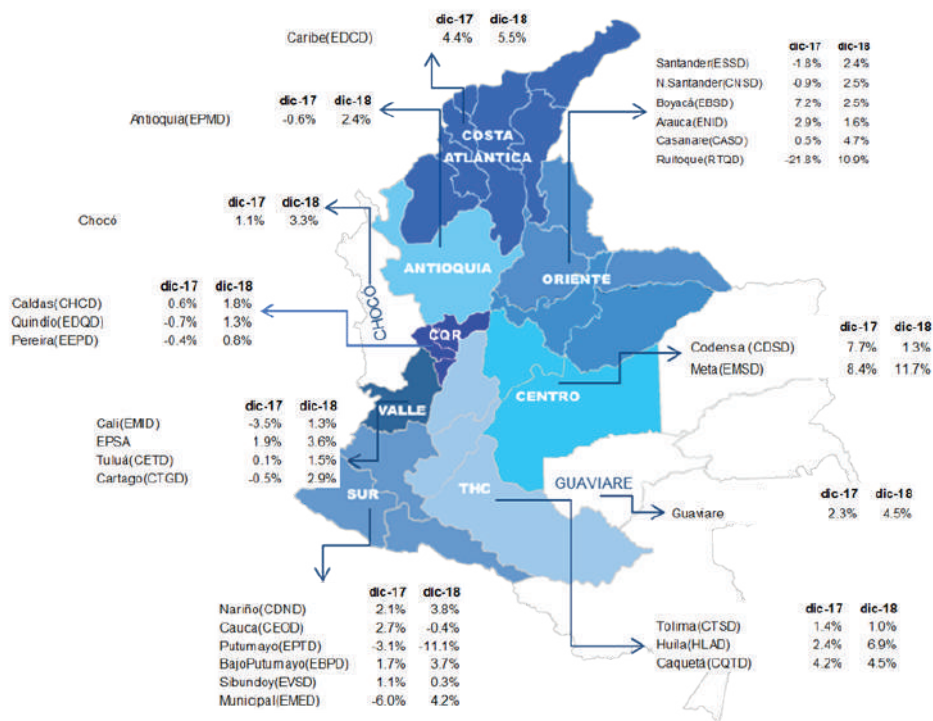
## Demanda de energía por regiones

A nivel regional se presentaron crecimientos para todas las regiones del país. El máximo crecimiento de demanda para el año 2018 se presentó en la Costa Atlántica con un valor de 5.5%, mientras que el crecimiento mínimo se presenta para la región sur con un valor de 0.8%.

**Tabla 3. Comportamiento de la demanda de energía en 2017 y 2018 a nivel regional.**

Región	dic-17	Crec	dic-18	Crec
<b>Centro</b>	16491.6	1.9%	16837.0	2.1%
<b>Antioquia</b>	9190.8	-0.6%	9410.8	2.4%
<b>Costa Atlántica</b>	15803.0	4.4%	16665.4	5.5%
<b>Valle</b>	6960.1	-1.5%	7106.2	2.1%
<b>Oriente</b>	6967.5	0.9%	7147.4	2.6%
<b>CQR</b>	2671.9	0.1%	2712.6	1.5%
<b>THC</b>	2770.1	2.0%	2867.9	3.5%
<b>Sur</b>	1927.2	2.0%	1942.2	0.8%
<b>Chocó</b>	243.2	1.1%	251.3	3.3%
<b>Guaviare</b>	56.0	2.3%	58.5	4.5%

Finalmente, se presenta el comportamiento de demanda de energía por distribuidor, donde se evidencia, a través de la Gráfica 6, que todos los distribuidores presentaron crecimientos a excepción de Compañía Energética de Occidente S.A.S. ESP y Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.

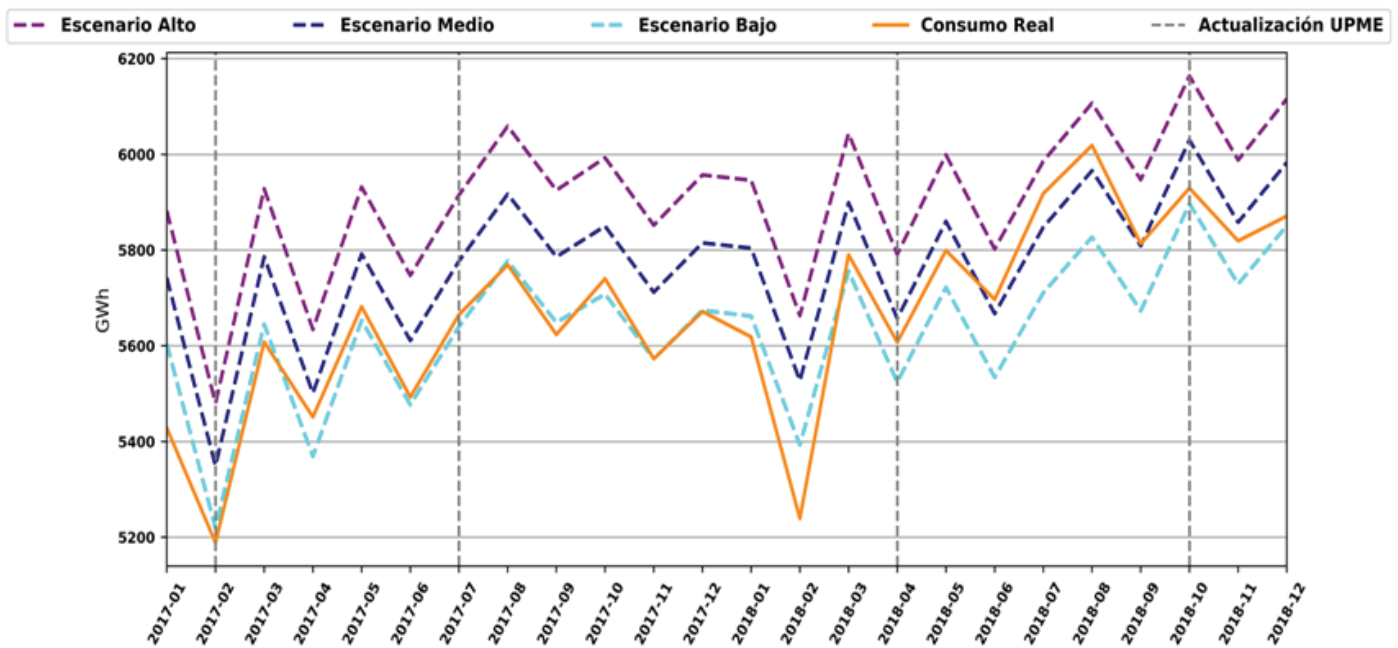


**Gráfica 6 – Crecimiento de demanda por distribuidor - 2017 y 2018**

## Escenarios UPME

En la Gráfica 7 se muestra donde se ubicó la demanda real de energía en el año 2018, con relación a los escenarios de pronósticos bajo, medio y alto de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética), como también las fechas donde se actualizaron estos escenarios por la Unidad.

Gráfica 7. Seguimiento de la demanda real con los escenarios de la UPME





## Planeación del SIN

### Planeamiento operativo energético

Esta sección se divide en dos partes. En primer lugar, se presenta la evolución de los supuestos considerados para las principales variables del planeamiento energético de mediano plazo durante el 2018, analizando las causas que originaron la variación de los mismos a lo largo del año. Adicionalmente, estos supuestos son comparados con la información observada real. Las variables sobre las que se centra el análisis son: Escenarios hidrológicos, demanda, expansión de la generación e intercambios internacionales.

En segundo lugar, se muestra, para los horizontes de planeación de mediano y largo plazo, una comparación entre los resultados obtenidos y la información real operativa, permitiendo evaluar y retroalimentar la definición de los supuestos anteriormente mencionados. Los resultados sobre los cuales se centra el análisis son: producción térmica, producción hidráulica y evolución del embalse agregado del sistema.

### Supuestos para el planeamiento operativo energético de mediano plazo

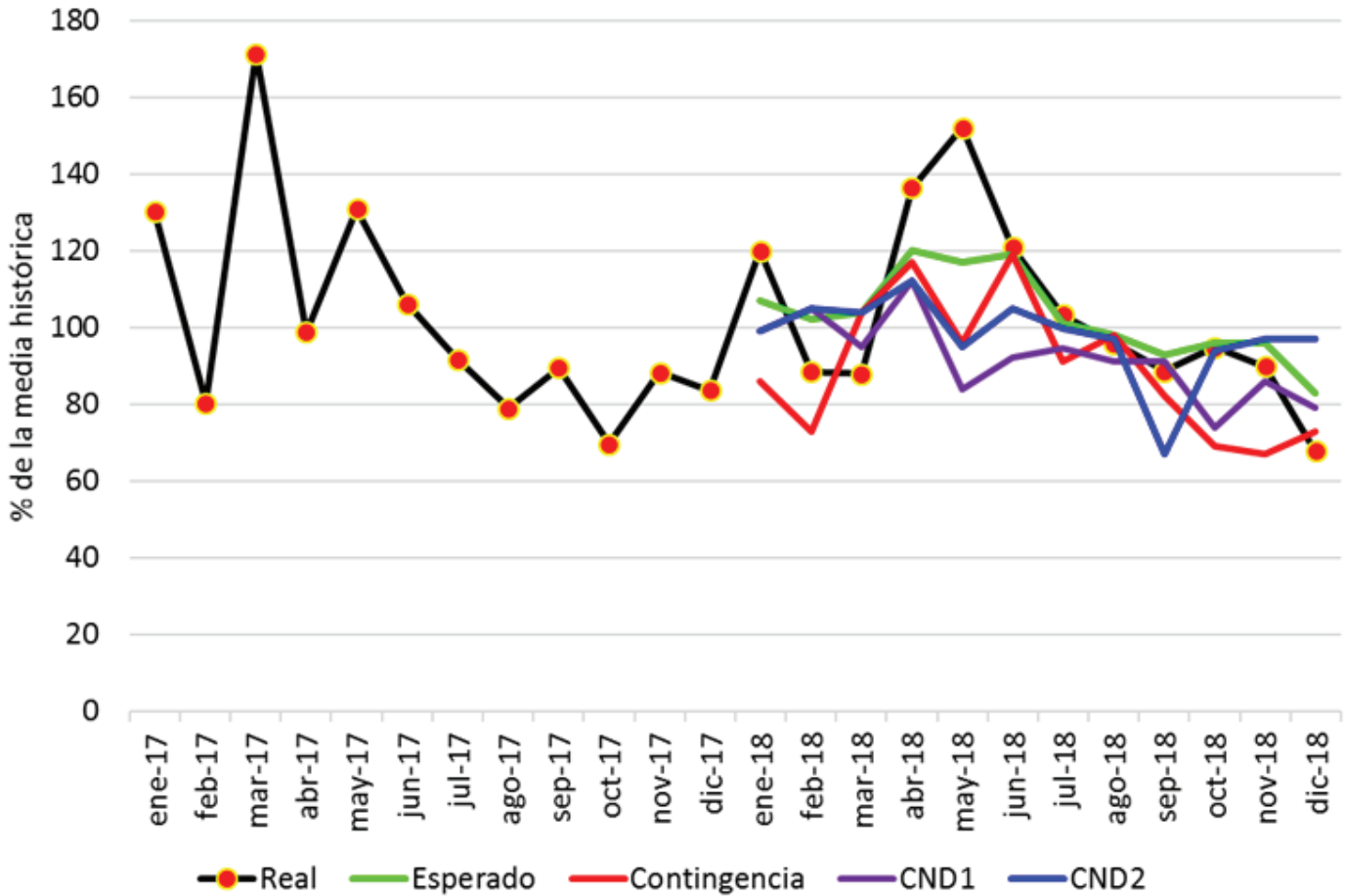
Presentamos la evolución de los supuestos empleados para la planeación de mediano plazo y su comparación con las variables reales observadas. Comparamos los aportes del sistema, la demanda, la expansión de generación y los intercambios internacionales.

### Escenarios hidrológicos

En la Gráfica 3 presentamos la evolución real de los aportes promedio mensuales durante el año 2017 (ver recuadro derecho) así como la comparación entre el promedio mensual real para el año 2018 y los escenarios hidrológicos considerados. Los valores mostrados para los escenarios hidrológicos corresponden con las actualizaciones realizadas mes a mes, intentando reflejar la adaptación de los supuestos a la realidad observada en el sistema.



Gráfica 3



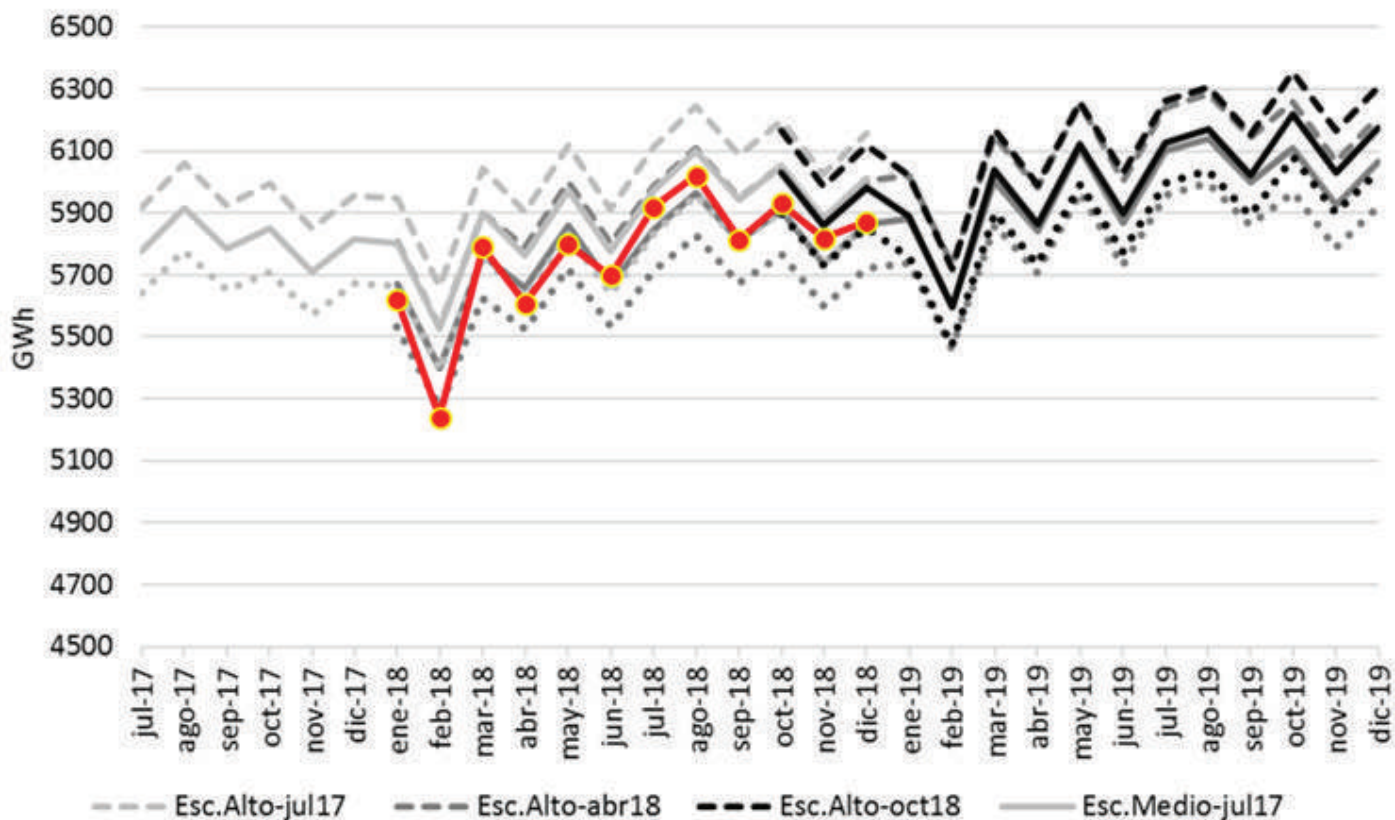
Se observa que para el primer semestre del año (ene-18 – jun-18) la diferencia entre lo real observado y los escenarios definidos fue mayor, comparada con la misma diferencia vista en el segundo semestre del mismo año (jul-18 – dic-18). Parte de esta diferencia se justifica con la probabilidad neutral de ocurrencia del fenómeno del niño (entorno al 50%) que se esperaba durante el primer semestre del año, que conllevó a la definición de escenarios hidrológicos, en la mayoría de los meses algo conservadores, que posteriormente no coincidieron con lo observado., especialmente durante los meses de abril y mayo del 2018.

En el segundo semestre del año, con el incremento en la probabilidad de ocurrencia del fenómeno El Niño, que alcanzó valores entorno al 80% para el mes de julio, todos los escenarios definidos representaron situaciones de déficit de aportes (por debajo del 100% de la media histórica mensual), muy cercanos a los valores observados. Como caso particular, específicamente para el mes de diciembre del 2018, los aportes del sistema estuvieron por debajo de los escenarios considerados, y llegando incluso a alcanzar valores semanales que estuvieron por debajo de los observados durante el verano 2015-2016.



## Demanda total del sistema

La demanda del sistema que se utiliza en el planeamiento energético corresponde con alguno de los escenarios publicados por la UPME. Su elección depende de las condiciones actuales del sistema y de la posible evolución esperada, que típicamente también se correlaciona con las condiciones climáticas del país. Durante el 2018, la UPME realizó dos revisiones en la proyección de demanda: la primera en el mes de abril y la segunda en el mes de octubre, ver Gráfica 4. Como consecuencia, durante los meses de enero a abril del 2018, la proyección de demanda utilizada en los análisis de mediano plazo se correspondió con la actualización publicada por la UPME en el mes de julio del 2017. Para los meses restantes los escenarios se actualizaron conforme se fueron haciendo públicos.



Gráfica 4

A partir de la comparación mostrada en la Gráfica 4 es posible observar como los meses de enero y febrero estuvieron por debajo del escenario de demanda baja definido por la UPME en la actualización de julio de 2017, lo que hizo necesario publicar la actualización de abril en donde la proyección de los tres escenarios fue a la baja. Para los meses restantes del año, la demanda real se ubicó entre los escenarios bajo y medio de las proyecciones UPME, incluso para la actualización presentada en el mes de octubre del 2018.

Desde el punto de vista de los análisis energéticos de mediano plazo, entre los meses de enero a julio del 2018, el escenario usado en los análisis fue el medio, considerando también la actualización del mes de abril. Entre los meses de agosto y octubre se optó por el escenario alto, y para los meses de noviembre y diciembre se tomó el escenario medio. Normalmente el escenario de demanda que se utiliza para los análisis de mediano plazo es aquel que esté ligeramente superior a la real observada. La elección del escenario alto a partir del mes de agosto se justificó por la cercanía de la demanda real con el escenario medio en el mes de julio.

### Expansión de la generación

Desde el punto de vista de proyectos, los principales análisis presentados sólo consideraron aquellos que tienen Obligaciones de Energía en Firme (OEFs). La consideración de proyectos con concepto UPME se analizaron como sensibilidades. Teniendo en cuenta este criterio, el año 2018 inició con los siguientes proyectos en el horizonte de análisis:

**Tabla 1.**

Recurso de generación	Fecha proyectos considerada en enero de 2018
Primera unidad de Ituango 300MW	Noviembre 2018
GECELCA32 273MW	Febrero 2018
TERMONORTE 88MW	Mayo 2018

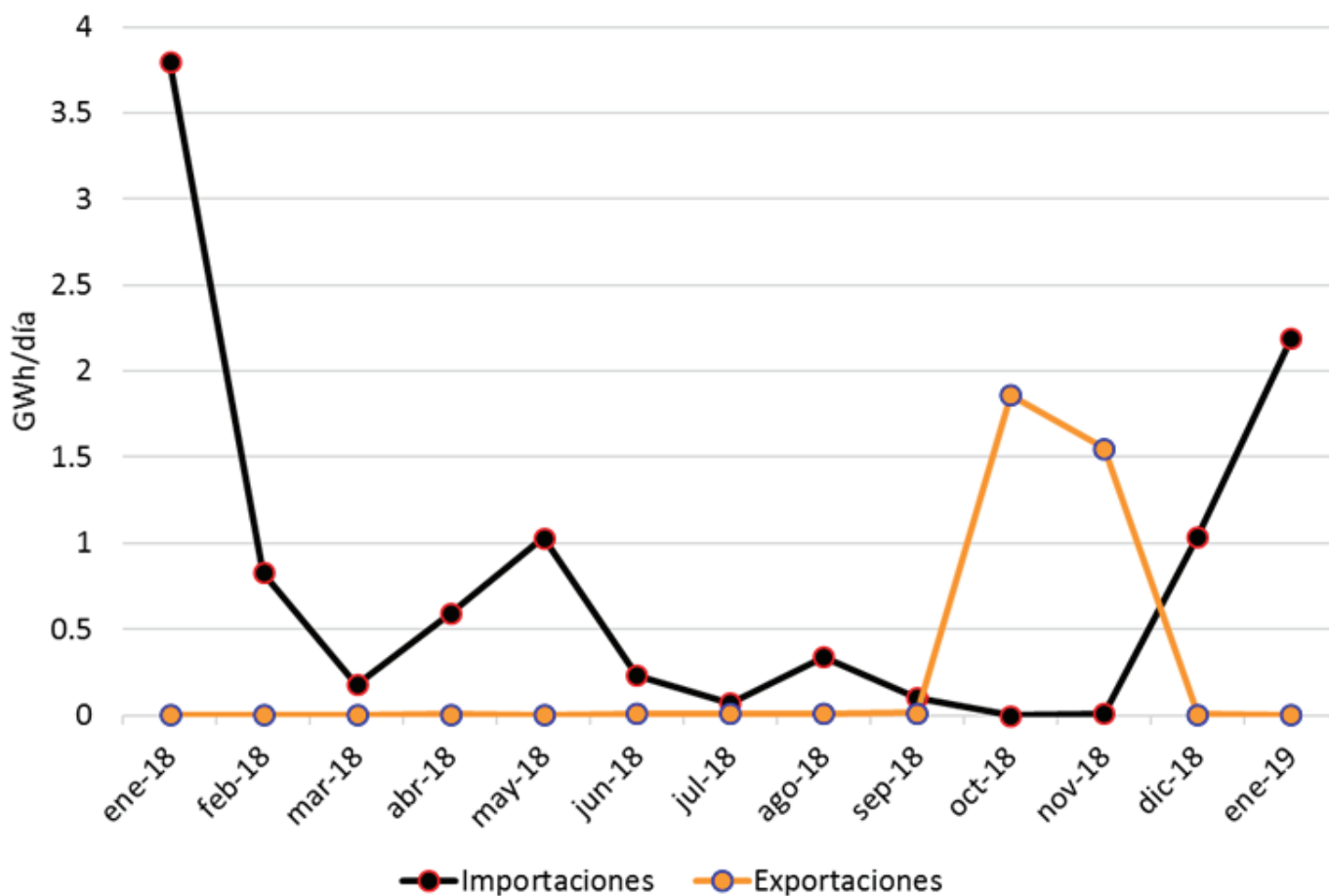
Sin embargo, teniendo en cuenta los inconvenientes en la fase de construcción del proyecto Ituango y los retrasos en la puesta en operativa de las plantas Gecelca32 y Termonorte, los supuestos se fueron modificando a medida que los agentes actualizaron la información. Ante la falta de información y la alta incertidumbre en la recuperación de la obra, a partir del mes de junio se excluyó el proyecto Ituango del horizonte de análisis. La siguiente tabla resume el estado de los proyectos al concluir el año 2018.

**Tabla 2.**

Recurso de generación	Fecha real de entrada en operación
Primera unidad de Ituango 300MW	No entró en operación
GECELCA32 273MW	Septiembre 28/18
TERMONORTE 88MW	Diciembre 01/18

## Intercambios internacionales

Un supuesto que se mantuvo durante todo el año 2018 fue la consideración del sistema eléctrico colombiano como sistema aislado. Sin embargo, como se muestra en la Gráfica 5, durante el año existieron algunos intercambios de energía que, tomando la demanda promedio día durante el 2018 de 190GWh/día, supusieron para el sistema un 0.42% de la demanda en promedio día para el caso de las importaciones, y un 0.14% para el caso de las exportaciones. Estos intercambios sólo se presentaron con Ecuador, en donde a pesar de tener una interconexión que puede llegar a superar los 8GWh/día, las condiciones de mercado sólo permitieron alcanzar los valores promedio anteriormente mencionados.



Gráfica 5

## Comparación de variables reales del SIN vs señales de planeamiento

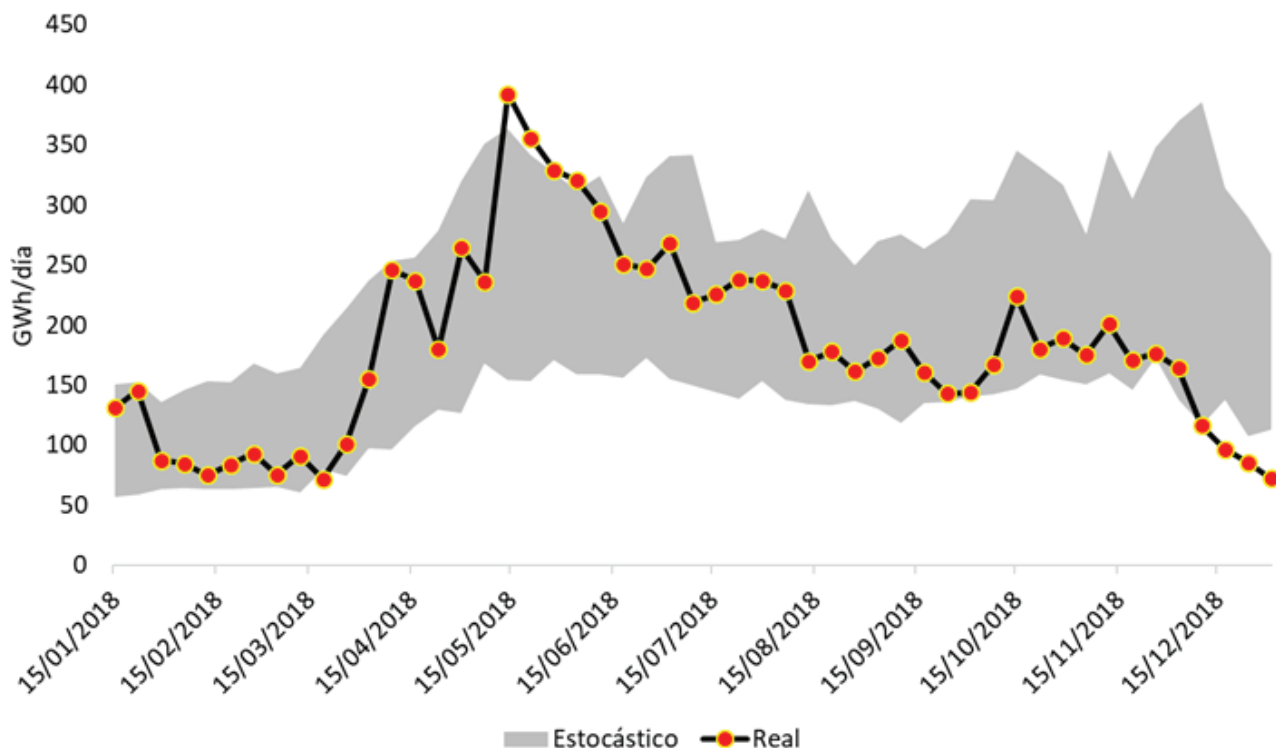
Esta sección presenta la comparación entre las señales de planeamiento energético de mediano y largo plazo, con la evolución de las variables reales del SIN. Las comparaciones se centran en el nivel del embalse, la producción térmica y la producción hidráulica.

### Planeamiento de mediano plazo

La planeación de mediano plazo tiene como horizonte de análisis dos años con resolución semanal. Los principales supuestos de este análisis fueron los mostrados en la sección anterior. La comparación que se muestra a continuación toma como base los resultados de los análisis estocásticos realizados en el mes de enero de 2018. Los 100 escenarios hidrológicos considerados se generan utilizando el modelo ARP del SDDP. Es necesario recalcar que los análisis operativos realizados no se pueden considerar de carácter predictivo teniendo en cuenta que los resultados que se obtienen están fuertemente condicionados por los supuestos, que puede divergir significativamente de la realidad. Sin embargo, estos análisis son un buen soporte para proporcionar señales tempranas de posibles riesgos en el sistema.

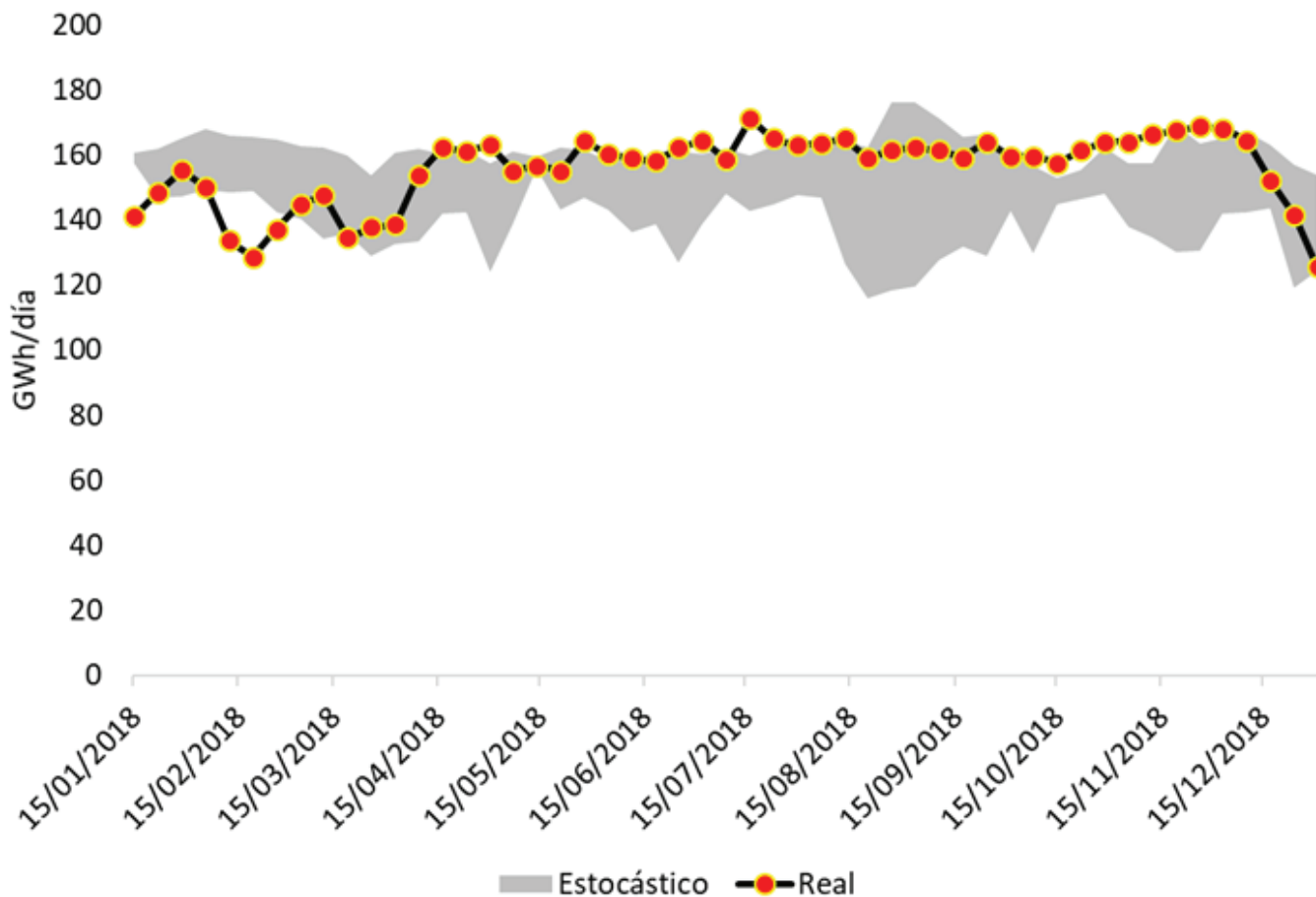
Con relación a los aportes, aunque febrero y marzo estuvieron por debajo del promedio histórico, entre los meses de abril y julio se tuvo un repunte significativo, ver Gráfica 3. Para algunas semanas en particular, la hidrología observada estuvo incluso superior al percentil 95 de los escenarios considerados, tal y como se muestra en la Gráfica 6.

Gráfica 6.





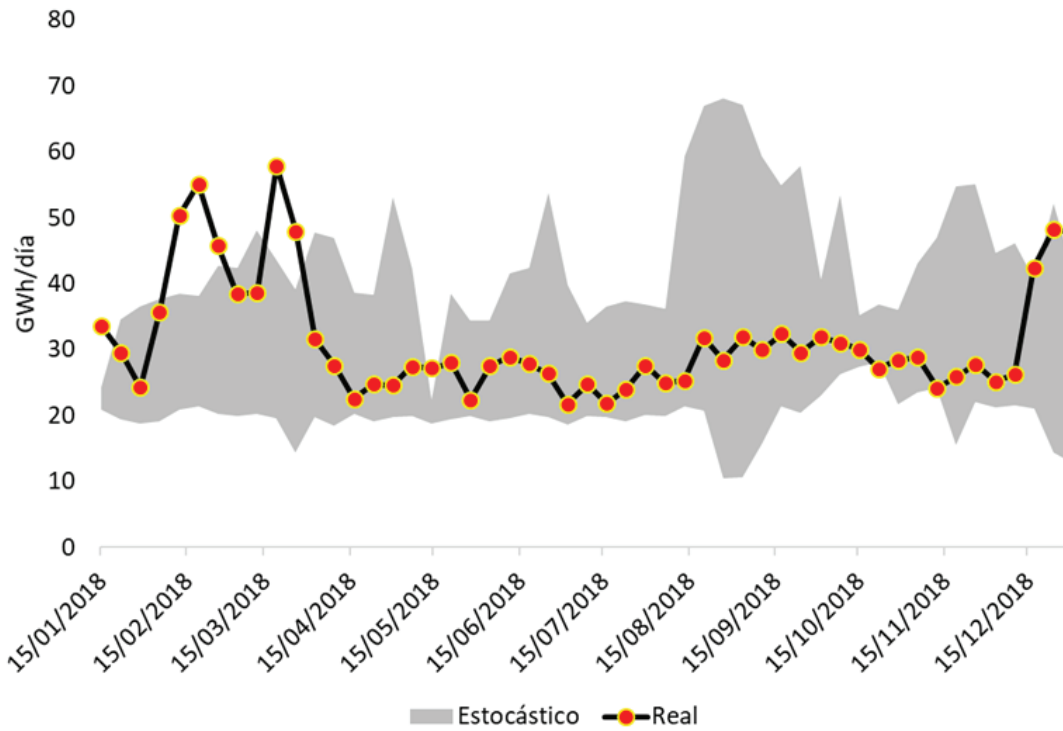
El nivel de aportes en el sistema permitió a su vez tener producciones hidráulicas que también estuvieron por encima del percentil 95 que se esperaba para el sistema, ver Gráfica 7.



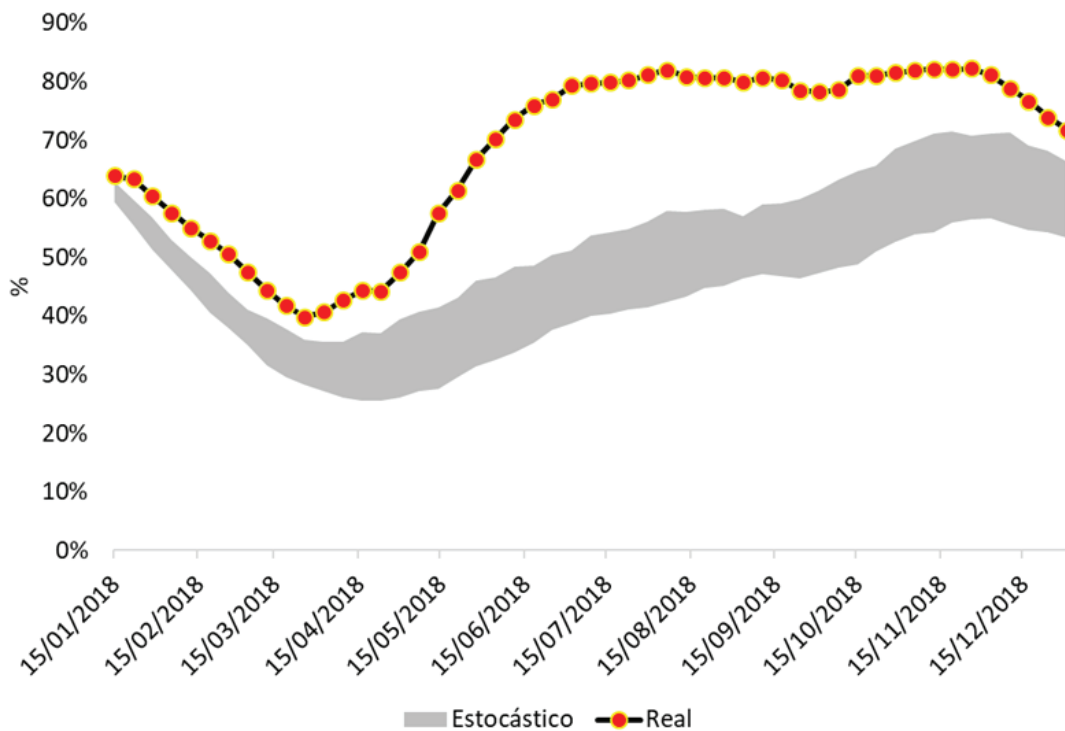
**Gráfica 7.**

El buen nivel de los aportes, en especial entre abril y julio, ver Gráfica 6, así como la baja demanda entre enero y abril, ver Gráfica 4, permitió, no solo tener nivel de producción térmica bastante conservadores durante la mayor parte del año, ver Gráfica 8, sino también alcanzar un buen nivel en el embalse agregado en el sistema como condición inicial del verano 2018-2019, ver Gráfica 9.

Gráfica 8



Gráfica 9



Resaltamos la disminución significativa de los aportes al final del año, que conllevó a un decremento en la producción hidráulica y un aumento de la producción térmica. Todo esto alineado con la alta probabilidad de ocurrencia que manifestaron las diferentes agencias para un evento niño durante el verano 2018-2019.

### Planeamiento de largo plazo

Tomamos las simulaciones energéticas de largo plazo realizadas en el mes de enero de 2018 como referencia para las comparaciones con los valores reales de las diferentes variables a analizar. Inicialmente presentamos los supuestos básicos empleados en la simulación del primer mes del año que se resumen en la Tabla 3 y posteriormente la comparación de las principales variables.

**Tabla 3**

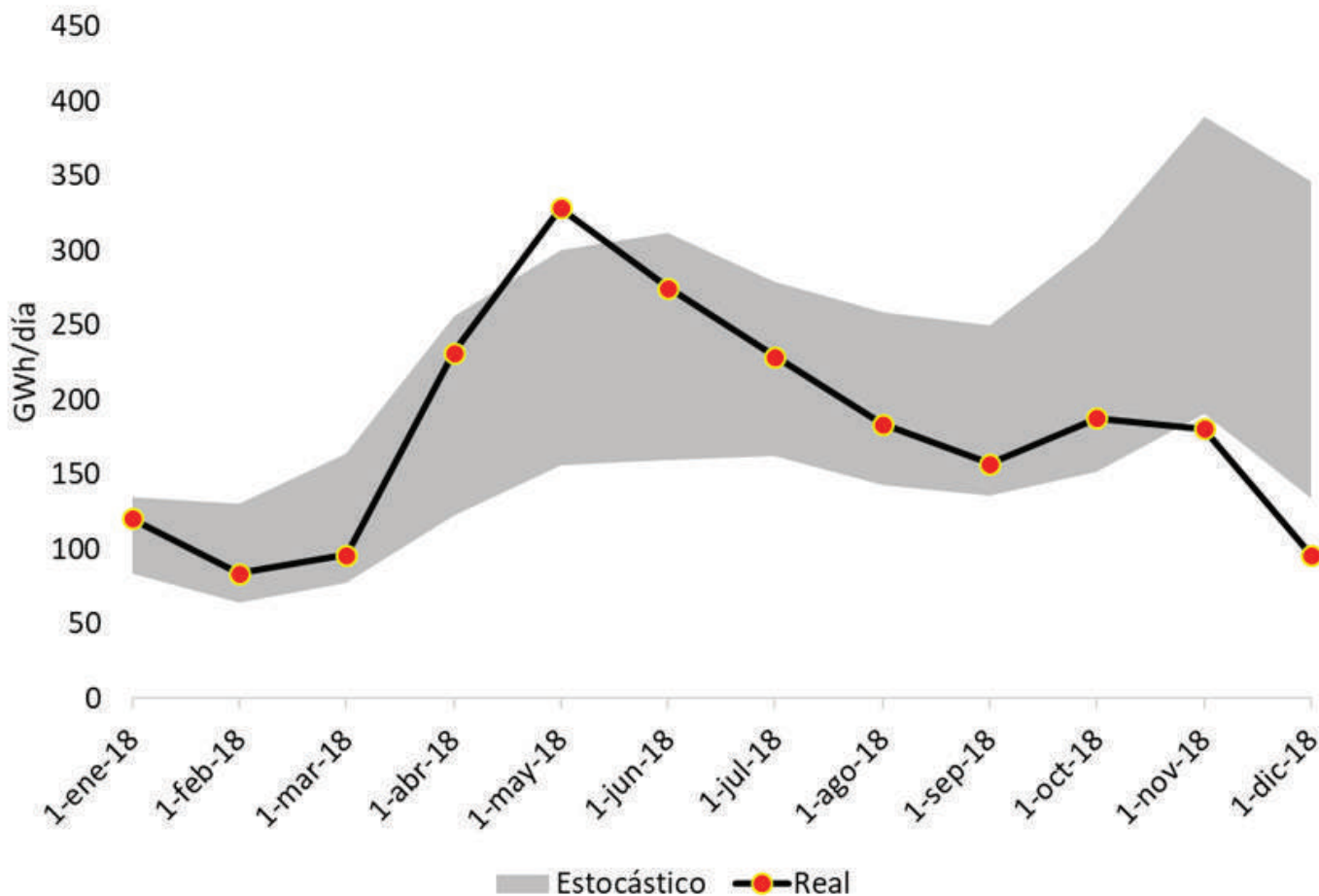
Supuesto	Consideración
<b>Horizonte</b>	10 años resolución mensual. (El horizonte normativo son 5 años)
<b>Tipo de estudio</b>	Estocástico 100 series Modelo ARP (Política 40F/30B). <ul style="list-style-type: none"> <li>• Colombia Autónomo</li> <li>• Series hidrológicas oficiales y operativas hasta 2017</li> </ul>
<b>Mínimos operativos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Nivel mínimo operativo inferior – MOI:</b> se considera los valores que resultan del cálculo publicado el 30 de Noviembre de 2017 para los mínimos operativos según lo establecido en la resolución CREG 025 de 1995</li> <li>• <b>Nivel mínimo operativo superior– MOS:</b> se considera el valor correspondiente al máximo, para cada etapa del horizonte de estudio, entre el MOS y el NEP de cada embalse. Los valores de MOS son los que resultan del cálculo publicado el 30 de Noviembre de 2017 para los mínimos operativos según lo establecido en la resolución CREG 025 de 1995. El valor de NEP corresponde a los valores calculados a nivel diario, de acuerdo con lo declarado por los agentes, y lo establecido en la Res CREG 036 de 2010 y la circular 18 de 2010. <ul style="list-style-type: none"> <li>• La anterior consideración se hace con el propósito de incluir las señales definidas en la regulación vigente para cubrir condiciones predeterminadas de confiabilidad.</li> </ul> </li> </ul>
<b>Condición inicial volumen de los embalses</b>	31/12/2017
<b>Demanda</b>	Escenario medio de la UPME en todo el horizonte (Rev. julio/2017)

Supuesto	Consideración
<b>Proyectos de expansión transmisión del STN</b>	Los publicados en la base de datos del informe vigente de Planeación operativa eléctrica de mediano plazo de 2017
<b>Mantenimientos de generación en estado solicitado, aprobados y en ejecución en el Sistema Nacional de Consignaciones para 12 meses (PAM)</b>	Información en el SNC a 09/01/2018
<b>Red de transmisión</b>	Se consideran las restricciones del STN indicadas en el informe de Planeación operativa eléctrica de mediano plazo vigente.
<b>Costos de transporte y suministro de combustible.</b>	Informados por UPME en may-17 (Acta reunión N° 125 del subcomité de planeamiento operativo del Consejo Nacional de Operación)
<b>Otros costos variables</b>	Los valores vigentes para el mes de enero de 2018
<b>Costos de racionamiento publicados por UPME</b>	Los publicados por UPME para el mes de enero de 2018.
<b>Disponibilidad de combustible</b>	No se consideran restricciones en el suministro de Carbón. Para el gas y los combustibles líquidos se considera lo reportado por los agentes térmicos.



## Aportes hídricos

En la Gráfica 10 mostramos la banda de variación de los aportes mensuales expresados en promedio diario que fue generado por el modelo de caudales ARP del SDDP. De igual forma mostramos la energía afluente real presentada en cada mes del 2018.



Gráfica 10

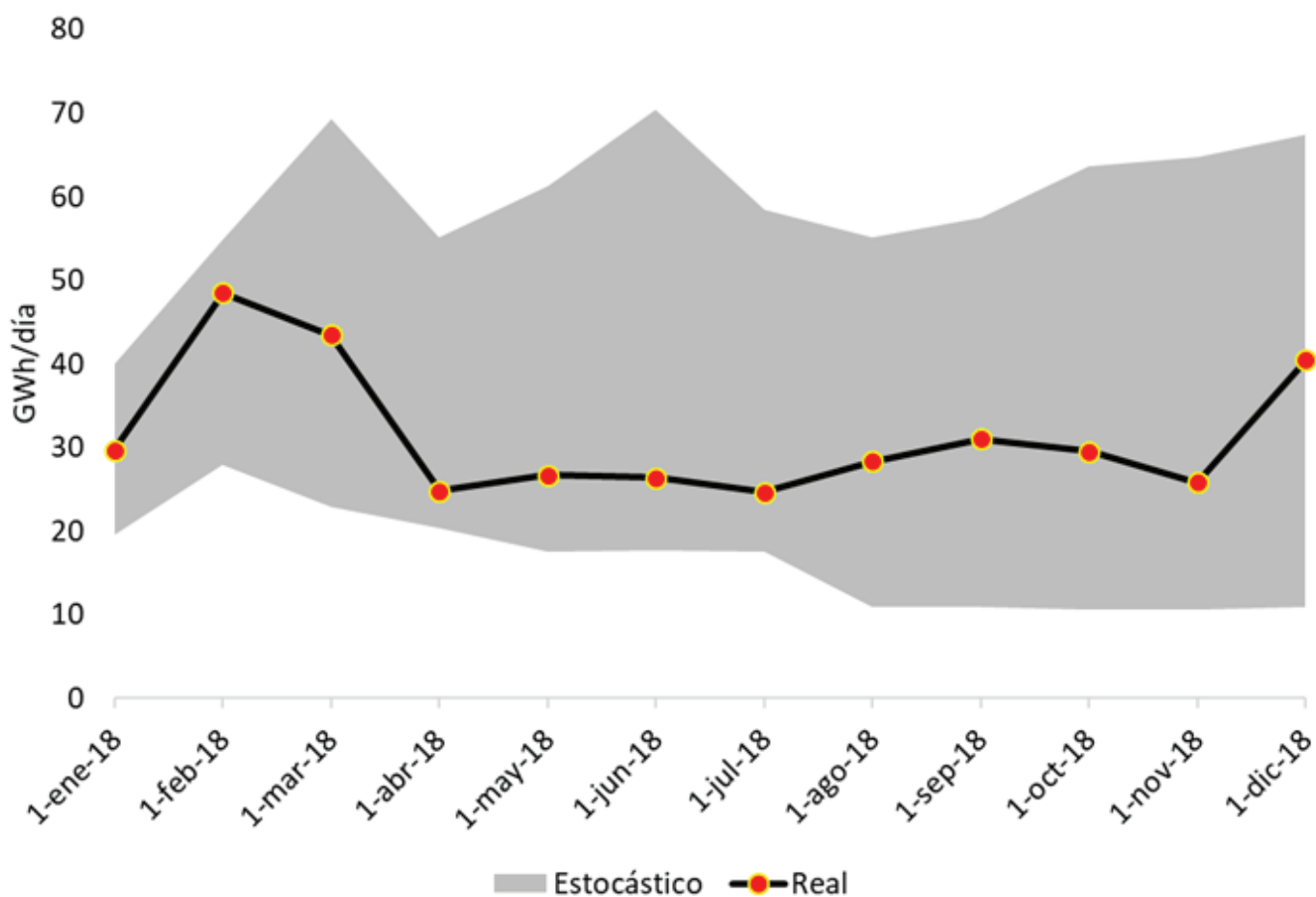
De la figura anterior se aprecia como en la mayoría de los meses el aporte real se mantuvo dentro de la banda entre el percentil 5 y 95. En el mes de mayo los caudales del SIN alcanzaron 145% del promedio histórico del mes ubicándose por fuera de la banda. A partir del mes de noviembre, se esperaba la entrada de la primera unidad de Ituango, supuesto que incidió en el incremento observado en la banda de los aportes a finales de 2018. Por su parte los aportes reales en el periodo agosto a diciembre se situaron por debajo de los promedios de cada mes acentuando la desviación observada con la banda, al punto en que los dos últimos meses del año (afectados por la condición climática del momento) se ubicaran por debajo del percentil 5 esperado.

## Demanda del SIN

En los estudios energéticos del mes de enero de 2018 la demanda del sistema considerada correspondió al escenario medio de la UPME que fue proyectada en julio de 2017. En la Gráfica 4 se observa la evolución de los valores mensuales para el escenario seleccionado.

## Generación de energía térmica

La Gráfica 11 mostramos la banda de variación de la generación térmica resultante del estudio estocástico de largo plazo de enero de 2018 comparado con el valor real de la generación del parque termoeléctrico.



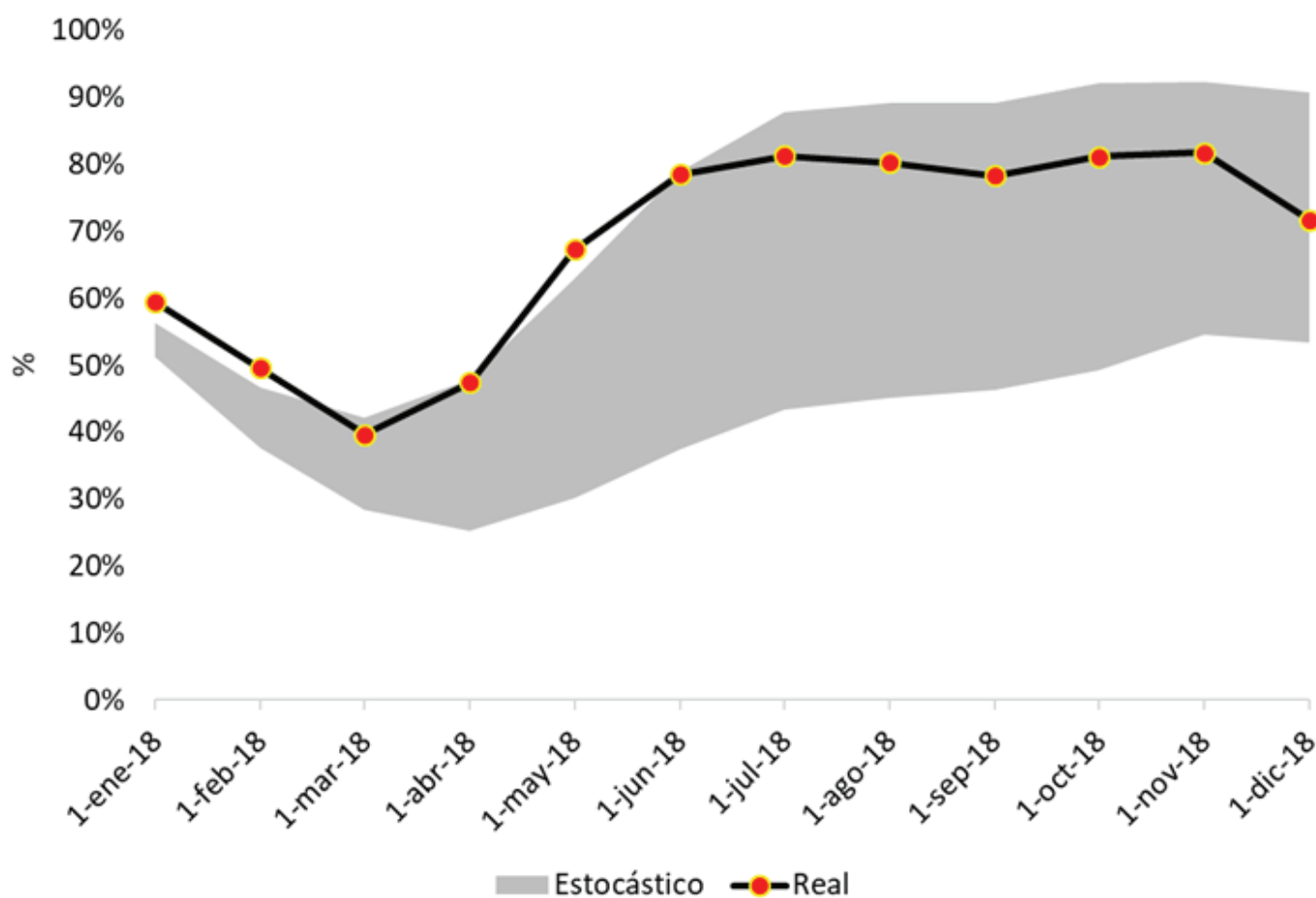
Gráfica 11

Como puede apreciarse, la generación térmica en los meses de febrero y marzo de 2018 tuvieron un repunte en los promedios diarios en respuesta a los aportes hídricos en estos meses, lo cuales estuvieron por debajo de sus promedios históricos. Por su parte, el promedio de la generación térmica en el estudio estocástico mostraba una tendencia a reducirse a finales del segundo semestre influenciado primordialmente por las expectativas de la entrada parcial en producción del recurso hi-

droeléctrico de Ituango. Al final del año, en el mes de diciembre, la generación de las termoeléctricas aumenta por reducción de caudales asociados al evento cálido que se ha observado en el Pacífico a finales de 2018 y principios del 2019.

### Embalse Agregado del SIN

Las reservas totales del SIN son una variable energética de relevancia para la planeación operativa del sistema. En su evolución se resume el manejo de los recursos en respuesta a la oferta de los recursos primarios (Aportes hídricos y combustibles). La grafica que se muestra a continuación ilustra la banda de variación entre los percentiles 5 y 95 de la energía almacenada en los embalses del SIN en el estudio de LP Vs la reserva agregada real.



Gráfica 12

Las reservas totales en el primer semestre de 2018 muestran una evolución cercana al percentil 95 del estudio estocástico. Este comportamiento se explica por la menor demanda presentada en los primeros meses respecto a lo esperado y a la mayor generación térmica en febrero y marzo que evitó un descenso de las reservas en el verano. Con los mayores aportes de caudales recibidos por el SIN entre abril y julio (por encima de los promedios en estos meses) el embalse agregado incre-

mentó notoriamente hasta superar el 80% de su capacidad a finales julio, lográndose sostener en valores cercanos a este nivel hasta noviembre. La tendencia al alza que muestra el promedio del estocástico a partir de abril resulta de un proceso de optimización que consideraba la expansión del parque hidroeléctrico con la entrada de Ituango.

## Expansión de la generación en 2018

La expansión de la generación incide de forma directa en los modelos según las fechas consideradas para su entrada en operación. Los desfases entre las fechas esperadas y las reales explican en parte las desviaciones presentadas entre lo simulado y observado, en especial cuando las capacidades en expansión son considerables. En el análisis aquí presentado, los proyectos de expansión considerados corresponden con los mostrados en la Tabla 1, aunque cabe resaltar que en la realidad la fecha de entrada en operación fue la mostrada en la Tabla 2.

En caso de las térmicas los retrasos fueron de más de 6 meses. En cuanto a Ituango, el evento afectó los resultados de los dos últimos meses, aunque hay que tener en cuenta que en el modelo energético las decisiones desde la primera etapa son afectadas por la información modelada en su horizonte de largo plazo.

### Impacto atraso entrada en operación proyecto Ituango

Dentro de los proyectos de expansión de generación definidos que entrarían en 2018 se esperaba que el proyecto Hidroeléctrico Ituango comenzara a generar energía con una unidad de 300 MW a finales del año. Sin embargo, a finales de abril de 2018 comenzaron a ocurrir, en el desarrollo del proyecto Hidroeléctrico, una serie de eventos que no solo afectó su fecha de entrada de operación, sino también generó impactos sociales, económicos y ambientales, generando

incertidumbre en el sector dado que la confiabilidad en la atención de la demanda podría verse comprometida.

Por lo anterior, ante la materialización del evento de manera sorpresiva, desde el mes de mayo de 2018 realizamos diferentes análisis de tipo energético con los que se brindaron señales al sector sobre los potenciales impactos que podría generar sobre la atención confiable de la demanda.

Los análisis realizados se abordaron desde el corto plazo (máximo un año) hasta el largo plazo (más de tres años) donde evidenciamos:

### Impactos en el corto plazo (máximo un año)

Según la información arrojada por los modelos y los supuestos considerados, no observamos riesgos en la atención de la demanda.

### Impactos en el mediano plazo (2-3 años)

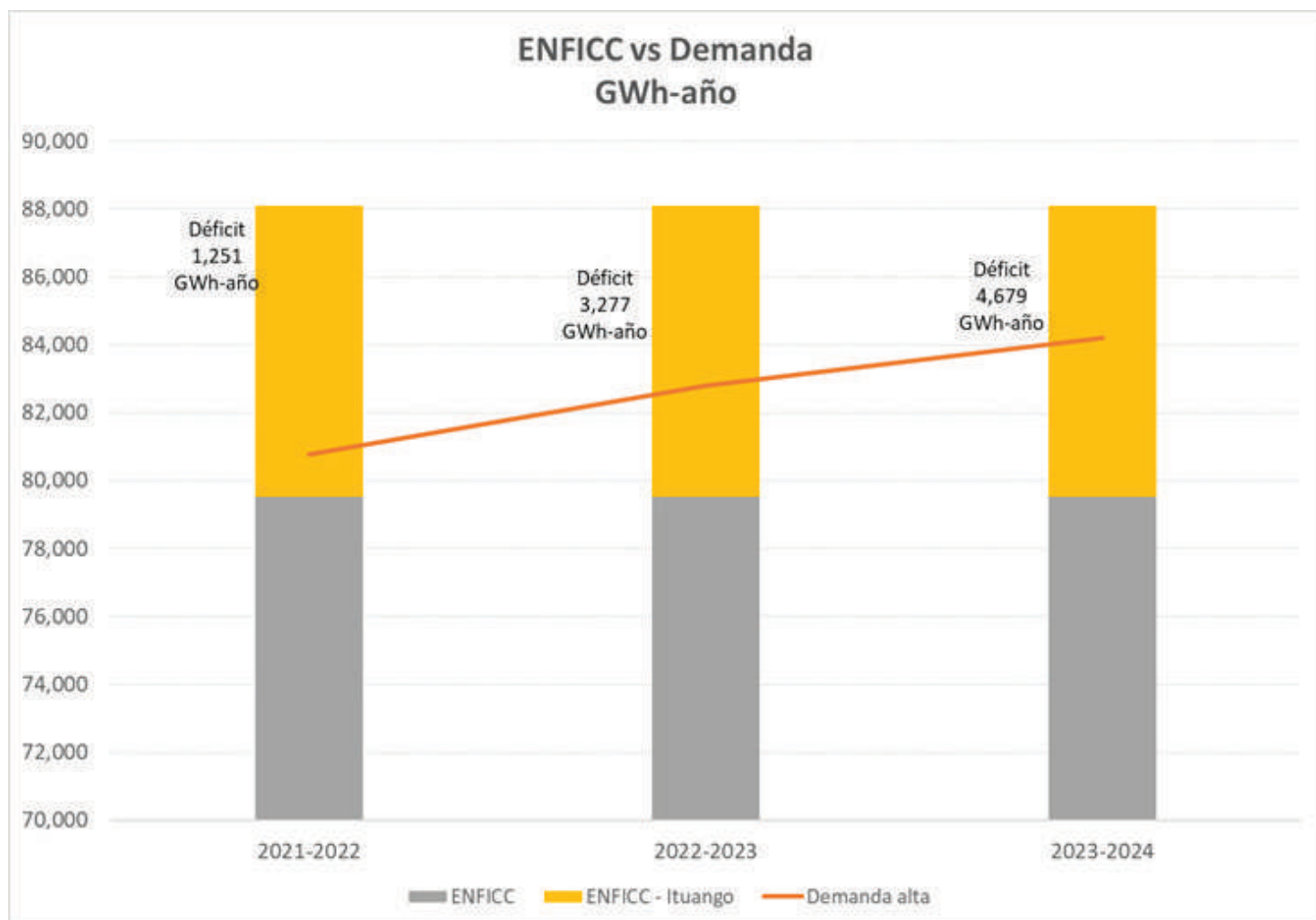
Realizamos análisis de modelos que consideran escenarios de baja hidrología y la no entrada de Ituango en las fechas planeadas (la primera unidad en diciembre de 2018 y la cuarta y última en agosto de 2019). Estos análisis indicaron que el SIN contaría con los recursos necesarios para la atención de la demanda y se podrían tener requerimientos de generación térmica constante en algunos periodos, superiores a 70 GWh-día.

### Impactos en el largo plazo (más de tres años)

Ante escenarios hidrológicos críticos, se observa que a partir del año 2022 podrían presentarse momentos en los cuales no se cumplan los indicadores de confiabilidad establecidos por la reglamentación vigente, es decir, periodos con déficit entre la oferta y la demanda de energía eléctrica en el SIN. Adicionalmente, identificamos que en 2021 la energía firme del sistema, es decir, la máxima energía eléctrica ante hidrologías



críticas que son capaces de entregar las plantas de generación durante un año de manera continua, y que actualmente poseen los recursos de generación del país, es superada por la demanda proyectada en los escenarios medio y alto definidos por la UPME, como puede observarse en la Gráfica 13.



**Gráfica 13. Balance ENFICC vs Demanda (Se supone para las vigencias 2022-2023 y 2023-2024 la misma ENFICC de la vigencia 2021-2022)**

Con los resultados obtenidos desde el mes de mayo ratificamos la importancia del proyecto y la necesidad de definición de la expansión oportuna de la generación e indicamos que, ante su retraso, sería necesario un mayor aporte por parte del parque generador actual y cobraba vital importancia incentivar la entrada de proyectos de generación con bajos tiempos de construcción y de generación distribuida en el SIN, así como mecanismos de respuesta a la demanda.

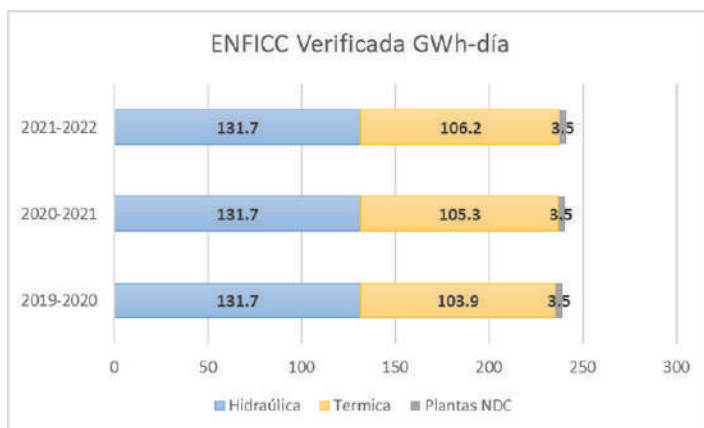
Así mismo, la CREG expidió Resoluciones 083-084 y 104 para asegurar la energía firme para la atención de la demanda de electricidad en el mediano y largo plazo.

Adicionalmente y dado que el proyecto hidroeléctrico tiene asociada expansión en la red transmisión del SIN, fue necesario desde el punto de vista eléctrico, analizar algunas medidas de mitigación ante

el atraso en la inyección de generación Ituango.

### Verificación de ENFICC vigencias 2019-2020, 2020-2021 y 2021-2022

En el mes de julio de 2018 la CREG publicó la Resolución CREG 083 de 2018, en la cual indicó la oportunidad para asignar a prorrata las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confianza para las vigencias de 2019-2020, 2020-2021, y 2021-2022 a plantas existentes. Por lo anterior, verificamos la ENFICC de las plantas existentes para las vigencias indicadas dando como resultado lo indicado en la Gráfica 14.



Gráfica 14.

### Análisis de aplicación de la metodología para estimación del caudal ambiental publicada por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) en el 2017 sobre el Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Durante el 2018 el sector eléctrico, en cabeza de XM, tuvo dentro de sus retos informar al Ministerio de Minas y Energía (MME) y al MADS el impacto sobre el sector eléctrico al aplicar la guía para estimación del caudal ambiental publicada por el MADS a finales del 2017.

En diciembre de 2017, el MADS en su ejercicio

de gestión del ambiente y de los recursos naturales renovables, conforme a lo establecido en el Decreto 1076 de 2015, publicó para consulta pública la Guía Metodológica para la Estimación del Caudal Ambiental con la cual busca establecer los lineamientos metodológicos para orientar la estimación del caudal ambiental en todo el territorio colombiano. En el decreto 050 de 2017 el MADS define el caudal ambiental como el volumen de agua por unidad de tiempo en términos de calidad y régimen hidrológico requerido para mantener la funcionalidad y resiliencia de los ecosistemas acuáticos continentales y su provisión de servicios ecosistémicos.

Como objetivo general de los análisis, establecimos evaluar el impacto de la aplicación de la Guía Metodológica para la Estimación del Caudal Ambiental en la operación del SIN, con el fin de dar señales anticipadas sobre el riesgo en la atención de la demanda del SIN por la disminución del aprovechamiento del recurso hídrico, teniendo en cuenta que el parque generador de energía eléctrica en Colombia está compuesto en un 70% por generación hidráulica, y que este dependiendo del comportamiento de los aportes, podría llegar a atender cerca del 90% de la demanda de energía eléctrica del Sistema.

Este estudio presenta una descripción breve de la guía metodológica, los resultados de los caudales máximos aprovechables calculados al aplicar la guía y las simulaciones energéticas sobre su aplicación en el SIN.

### Descripción general de la guía metodológica

La guía metodológica presentó como objetivo la estandarización de una metodología para la estimación de caudales ambientales en Colombia en el marco de la gestión integral del recurso hídrico, su alcance se encuentra destinado a la aplicabilidad como insumo para el desarrollo de los instrumentos de planificación, administración y para la toma de decisiones que condicionan el

aprovechamiento del agua superficial.

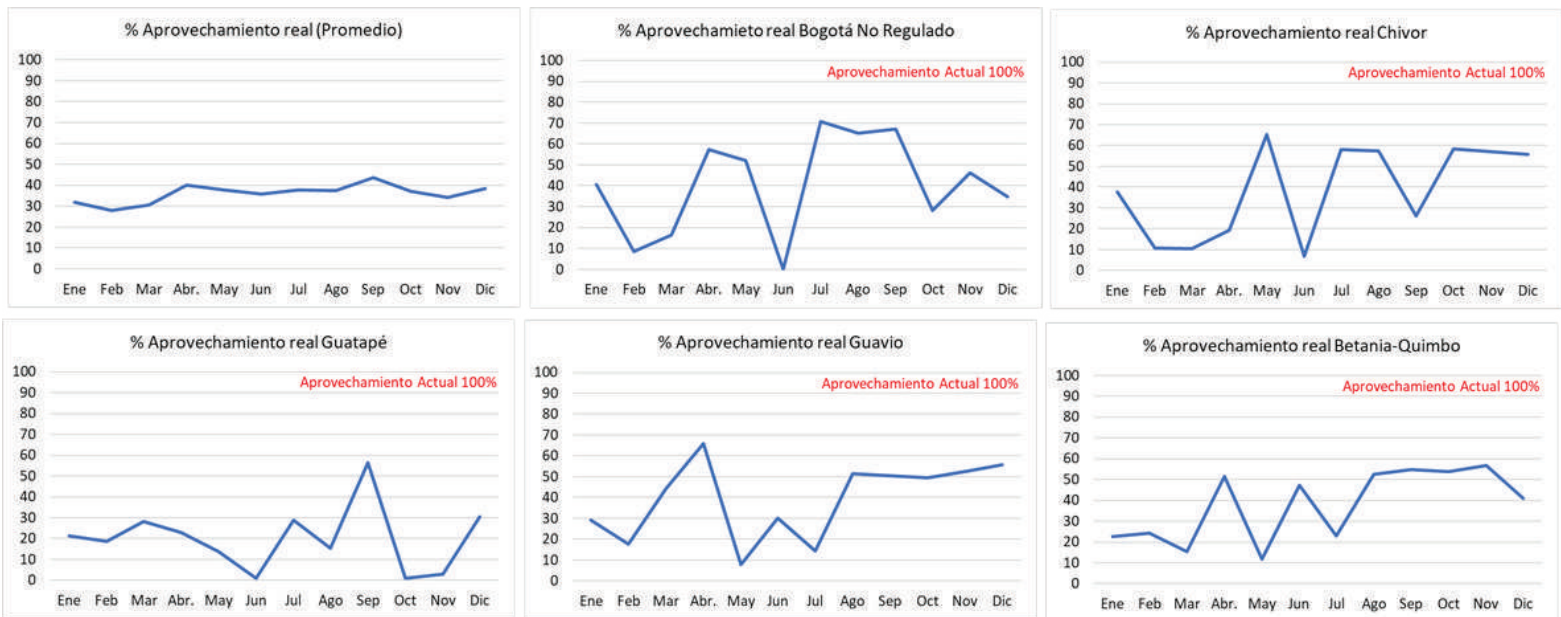
Dentro de su estructura presenta un enfoque conceptual y metodológico con los criterios y métodos para la estimación del caudal ambiental tanto a escala regional como en el proceso de licenciamiento ambiental.

Dentro de las restricciones aplicables a los proyectos hidroeléctricos se encuentran las siguientes:

- a) Restricción en aprovechamiento máximo: Magnitud máxima de caudal que puede extraerse, captarse, desviarse, etc; sin alterar significativamente el régimen del río.
- b) Restricción de caudal mínimo a dejar pasar: Magnitud mínima de caudal a dejar pasar y/o caudal por encima del aprovechamiento máximo.
- c) Restricción de retorno de turbinamientos al caudal: Magnitud de Caudal máxima que puede circular aguas abajo y que condiciona el retorno de los turbinamientos de la planta hidroeléctrica.

### Resultados obtenidos sobre los caudales máximos aprovechables

Una mesa conformada por varios actores del sector eléctrico, entre ellos el Consejo Nacional de Operación (CNO), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y el operador del sistema eléctrico colombiano (XM), junto con el MADS fue dispuesta para acompañar el cálculo de los caudales máximos aprovechables a los cuales serían restringidas las captaciones de las centrales hidroeléctricas objeto de aplicación de la guía metodológica.



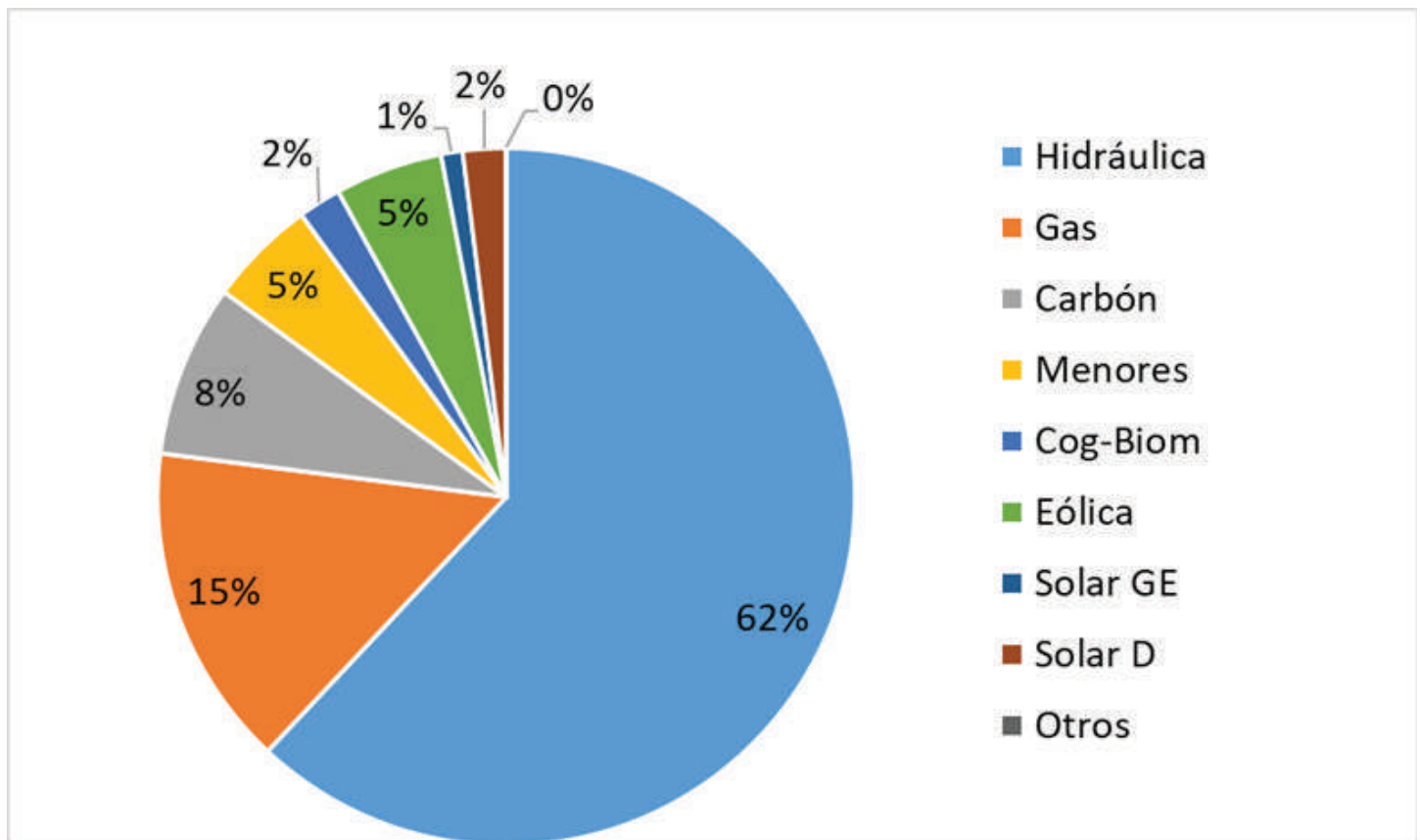
Gráfica 15

Al aplicar la guía metodológica sobre los proyectos hidroeléctricos se presenta una afectación promedio sobre la disponibilidad del recurso hídrico para generación de energía del 60%, es decir se aprovecharía el 40% del recurso. Otro de los datos relevantes es que muchas de las series para las cuales se realizó el cálculo del aprovechamiento máximo, presentan aprovechamiento igual a cero en algunos meses del año, lo cual significa que durante ese mes la planta hidroeléctrica no podría realizar ningún tipo de captación sobre el afluente.

Lo anterior significa una condición restrictiva para la operación de los proyectos hidroeléctricos y por ende es necesario evaluar el impacto a nivel energético de la aplicación progresiva de esta metodología.

### Resultados obtenidos en el estudio energético del SIN

La expansión objeto del estudio, y sobre el cual se realizaron las sensibilidades de aplicación de la metodología fue proporcionado por la UPME y su participación por tecnología se presenta en la siguiente Gráfica:



Gráfica. 16



El siguiente paso consta de realizar el modelamiento de las restricciones propuestas en la guía metodológica sobre el escenario de expansión planteado a través de sensibilidades que reflejen una aplicación progresiva de la guía. Las simulaciones realizadas son de tipo estocástica para un horizonte de 15 años y una evaluación de 100 series hidrológicas.

Las simulaciones tipo sensibilidades realizadas fueron las siguientes:

1. Caso Base (No aplicación de la guía)
2. Aplicación de la guía solo a proyectos futuros.
3. Aplicación de la guía sobre proyectos futuros y aquellos que renueven concesiones los próximos 15 años.
4. Aplicación a todos los proyectos hidroeléctricos del SIN (Futuros y existentes).

Los resultados de los escenarios descritos anteriormente se presentan en forma comparativa en la Tabla 4 con respecto al escenario base, el cual estaría descrito como el escenario sin aplicación de la guía.

**Tabla 4**

Escenario/Variable	Gen Hidro	Gen Térmica	Emisiones	Costo Marginal	Déficit
Futuros	D. 4%	A. 42%	A. 37%	A. 26%	SI
C 15 años + Futuros	D. 26%	A. 310%	A. 195%	A. 410%	SI
Todos	D. 65%	A. 445%	A. 270%	A. 3900%	SI

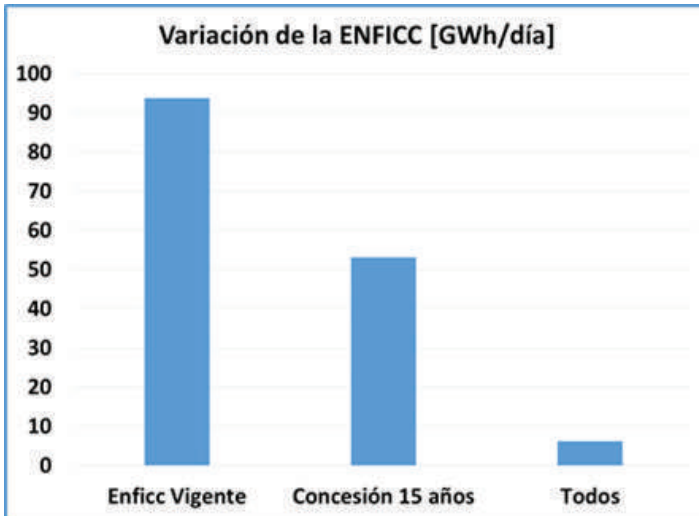
D: Disminución

A: Aumento

Según los resultados obtenidos, existe un efecto cadena en el sistema energético al aplicarse la guía metodológica de forma progresiva. El primer eslabón se encuentra en la disminución de la generación hidroeléctrica empleada para la atención de la demanda en el horizonte de simulación, cuyo efecto es principalmente el incremento de la generación térmica, este último presenta un impacto directo en el costo marginal del sistema y las emisiones de CO<sub>2</sub> y finalmente cuando se agota el recurso térmico disponible, se presenta de manera inevitable un déficit en la atención de la demanda.

Finalmente, un efecto derivado de los bajos aprovechamientos que en algunos meses se presentan ante la aplicación de la guía metodológica, tienen repercusión directa en la ENFICC hidráulica del SIN, la cual ilustra su impacto en la siguiente Gráfica 17.

Gráfica 17



Los resultados indican que, ante la aplicación de la metodología para renovación de concesión de los proyectos existentes en los próximos 15 años, la ENFICC disminuye en un 43% y ante la aplicación de la metodología para todos los proyectos, la ENFICC disminuye en un 93%.

Este estudio fue presentado ante diferentes instancias del gobierno nacional con el objetivo buscar un acercamiento entre las partes y construir una metodología para la estimación del caudal ambiental en el país que cumpla con los objetivos ambientales requeridos minimizando el impacto en el sector eléctrico.

### Análisis de conexión de parques eólicos en La Guajira

Uno de los mayores retos que se prevé para el sistema, en términos de expansión y operación para los próximos 10 años, está relacionado con la conexión masiva de generación con Fuentes de Energía Renovable No Convencional (FERNC) en la subárea de GCM. Teniendo en cuenta estas consideraciones, durante el año 2018 se realizaron estudios técnicos en los cuales se evaluaron técnicamente diferentes alternativas de conexión (Tradicional AC, HVDC-LCC y HVDC-VSC), revisando el cambio en la distribución de los flujos de

potencia y su impacto en los despachos, el comportamiento de las tensiones, la cargabilidad de los elementos del sistema y el desempeño dinámico del sistema de las alternativas analizadas. Adicionalmente, se hizo una evaluación desde el punto de vista económico para cuantificar los beneficios que brinda cada una de las alternativas en cuanto a ahorros operativos en un periodo de operación definido.

### Coordinación gas – electricidad

El Centro Nacional de Despacho (CND), durante el 2018, participó activamente en los distintos foros de integración con otros sectores energéticos fundamentales para el suministro y transporte de combustibles primarios para las plantas de generación térmica. Estos foros del alcance del Consejo Nacional de Operación, tanto en el sector gas (CNO –gas) como en el sector eléctrico (CNO-Eléctrico) fueron claves para una atención de la demanda eléctrica bajo una operación confiable, económica y segura.

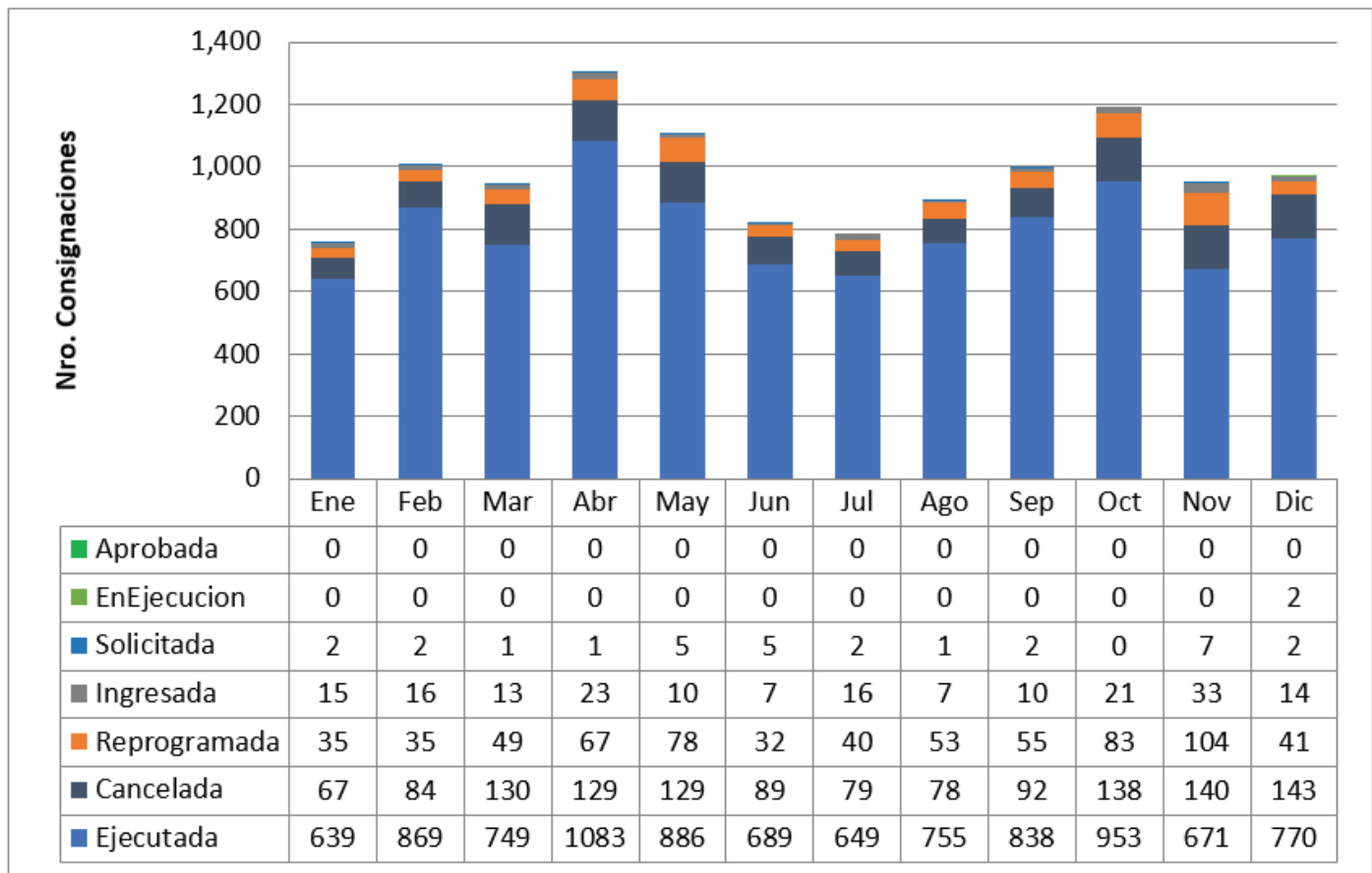
Durante el año 2018, se presentaron grandes retos en la coordinación del suministro y transporte de combustibles para las plantas de generación térmica a gas del Sistema Interconectado Nacional SIN, lo anterior debido a la programación de intervenciones en los activos de transporte y producción de gas (Campos de producción de gas nacionales y gas importado inyectado desde la planta de Regasificación de la Costa Norte del País) y la ocurrencia de eventos no programados, los cuales fueron coordinados y gestionados en el Comité de Mantenimientos e intervenciones – COMI del Consejo Nacional de Operación de Gas en el cual participa XM, logrando atender la demanda del Sector eléctrico ante los distintos escenarios presentados en su totalidad.

## Gestión de mantenimientos

Las intervenciones por mantenimiento sobre los diferentes equipos que componen el Sistema Interconectado Nacional (SIN), son un factor de alta importancia para mantener la confiabilidad en la atención de la demanda eléctrica del país. Por esta razón, el Centro Nacional de Despacho (CND) busca viabilizar el mayor número de las intervenciones solicitadas por los operadores de los equipos del SIN manteniendo la operación del sistema bajo condiciones de confiabilidad, seguridad y economía.

Durante el año 2018, de las 11,738 intervenciones consideradas por el CND se ejecutaron 9,551, como se observa en la Gráfica 1. Cabe indicar que toda solicitud de intervención realizada por cada uno de los agentes operadores de equipos del SIN, debe cumplir el proceso de análisis de los trabajos, el cual consta de: identificación de riesgos para la operación, revisión de simultaneidades, análisis eléctrico y energético y aprobación de la intervención para su ejecución.

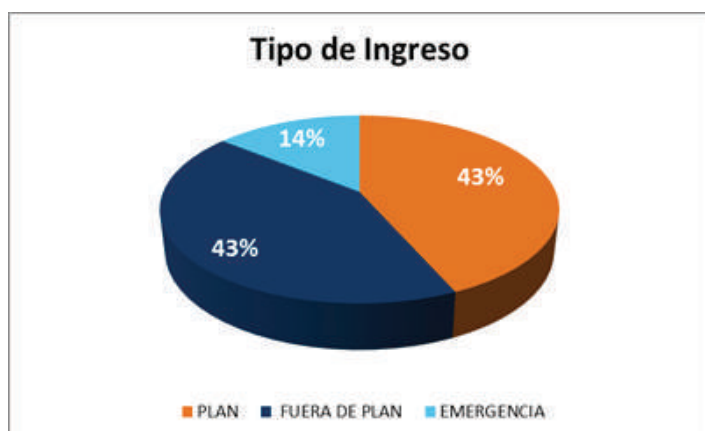
**Gráfica 1. Consignaciones consideradas por el CND durante 2018**



Los agentes del SIN solicitan sus intervenciones ante el CND mediante consignaciones nacionales, en el aplicativo WEB Sistema Nacional de Consignaciones, SNC, el cual facilita la identificación de los riesgos asociados al SIN de cada una de las consignaciones.

Del total de consignaciones nacionales ejecutadas, el 8% (755) fueron sobre unidades de generación de energía y el 92% (8,796) sobre equipos asociados a la transmisión de energía en el SIN. La Gráfica 2 presenta la desagregación del total de consignaciones ejecutadas durante el 2018.

**Gráfica 2. Desagregación del total de consignaciones ejecutadas durante 2018**

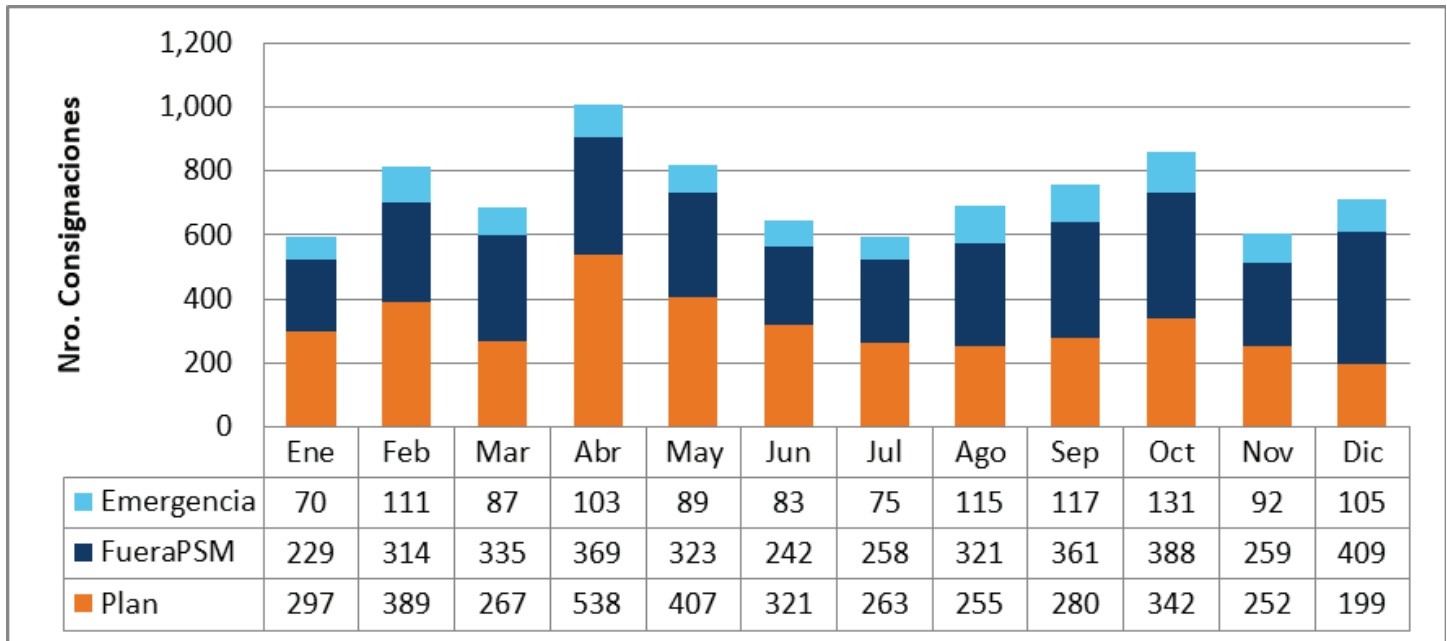


Las consignaciones se discriminan por tipo de ingreso, teniendo en cuenta aquellas que son solicitadas por plan anual de mantenimientos (PAM) el cual aplica a las intervenciones en los recursos de generación despachados centralmente y plan semestral de mantenimientos (PSM) que aplica para los activos de transmisión del sistema de transmisión nacional (STN) y el sistema de transmisión regional (STR), así como aquellas solicitadas por fuera de PAM o PSM y las solicitadas por emergencia, para el 2018 el 43% del total de las consignaciones ejecutadas fueron planeadas dentro de los PSM y el PAM.

Para las consignaciones nacionales de transmisión los meses con mayor número de solicitudes ejecutadas se situaron en Abril (1,010) y Octubre (861), como lo muestra la Gráfica 3. Cabe anotar que en esos meses se iniciaban el PSM I 2018 y el PSM II del 2018, cabe resaltar que la semana santa en el 2018 fue en la última semana del mes de marzo, lo cual reduce el número de intervenciones en dicho mes.

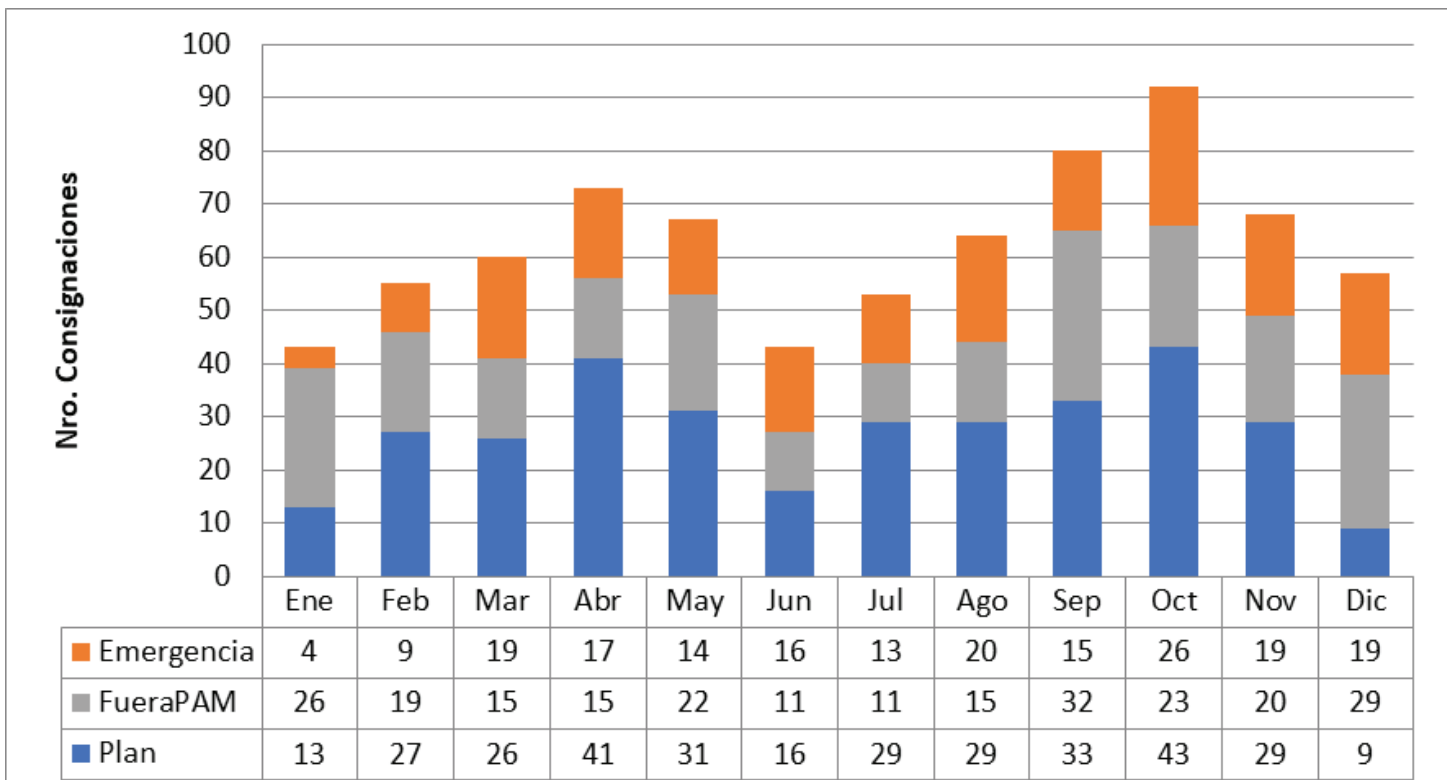


**Gráfica 3. Consignaciones de Transmisión ejecutadas durante 2018**



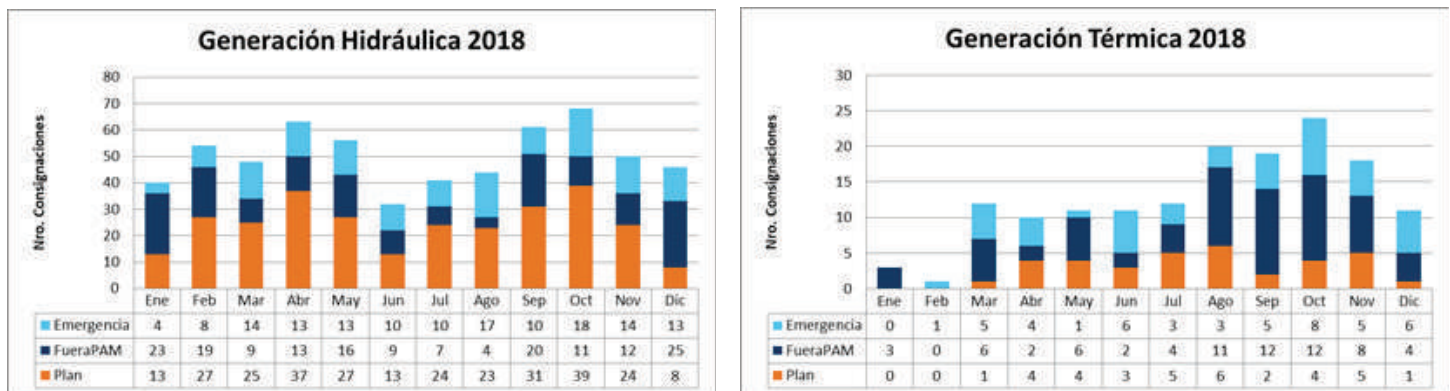
Para las consignaciones nacionales sobre unidades de generación los meses con mayor número de solicitudes ejecutadas se situaron en Octubre (92) y Septiembre (80), como lo muestra la Gráfica 4.

**Gráfica 4. Consignaciones de Generación ejecutadas durante 2018**

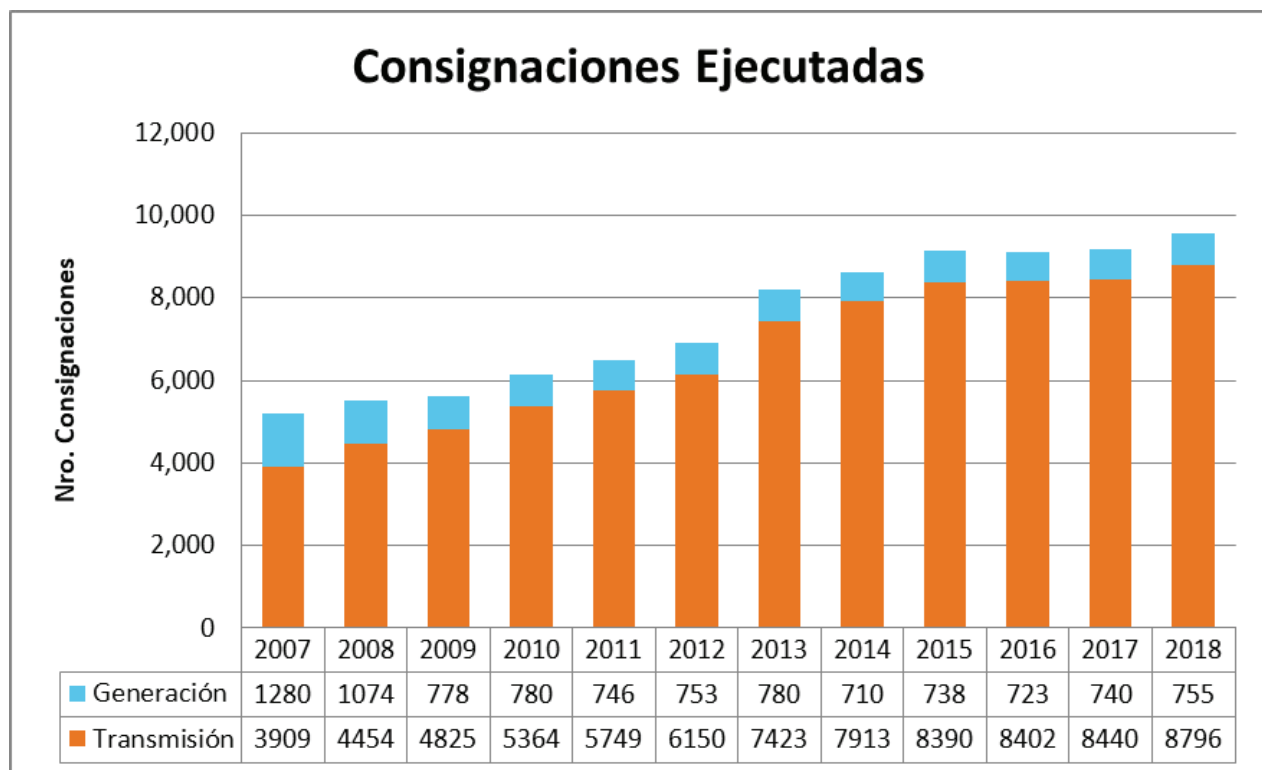


Desagregando los mantenimientos de generación por tipo de recurso, en la Gráfica 5, se evidencia un aumento de las consignaciones de generación hidráulica en el mes de Octubre y Abril de 2018, coincidiendo con el inicio de los PSM, final de la temporada seca y el inicio de la temporada de lluvias en Colombia (abril), así mismo, se evidencia un aumento en las consignaciones de la generación térmica para los meses de Agosto a Noviembre, época de lluvias.

**Gráfica 5. Consignaciones de Generación por tipo de recurso ejecutadas 2018**

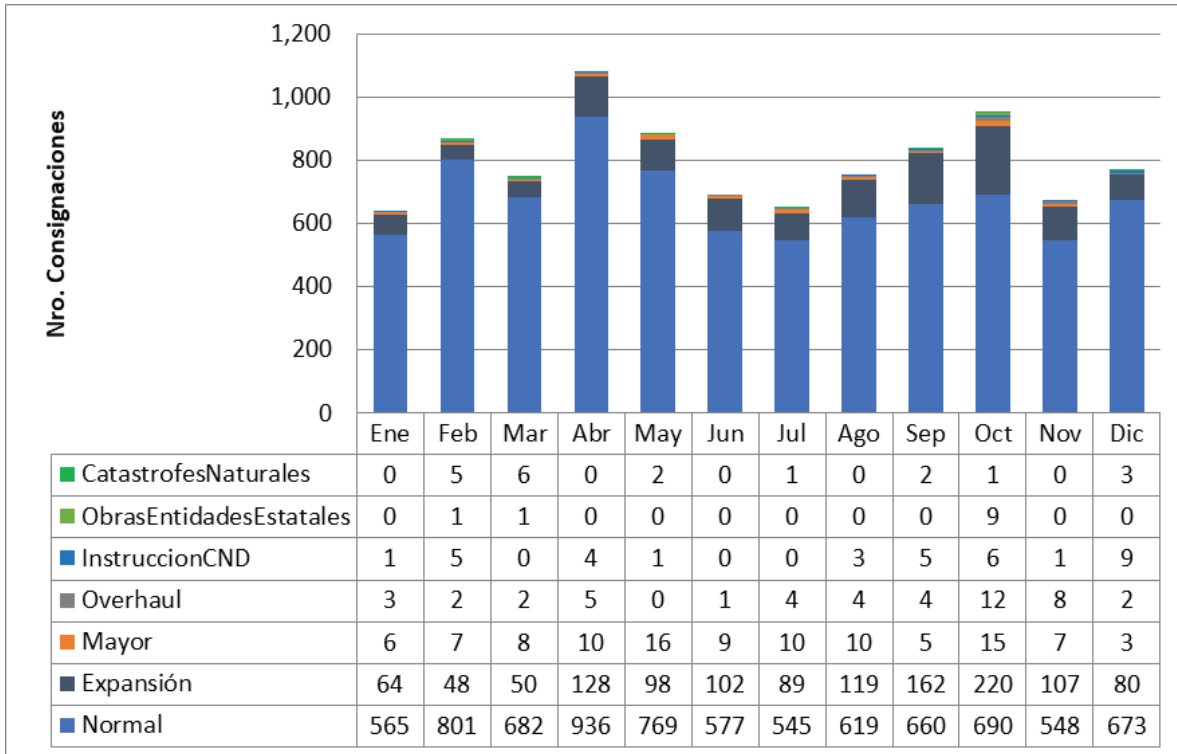


En el 2018 se aumentó en 4 % el número de intervenciones ejecutadas con respecto a los últimos 3 años (2015-2017), reactivándose el crecimiento que se venía registrando desde el año 2007, como se ilustra en la Gráfica 6. Una de las posibles razones es el aumento en los trabajos de origen Expansión que equivalen al 13 % de las intervenciones ejecutadas durante el año, tal y como se observa en la Gráfica 7.

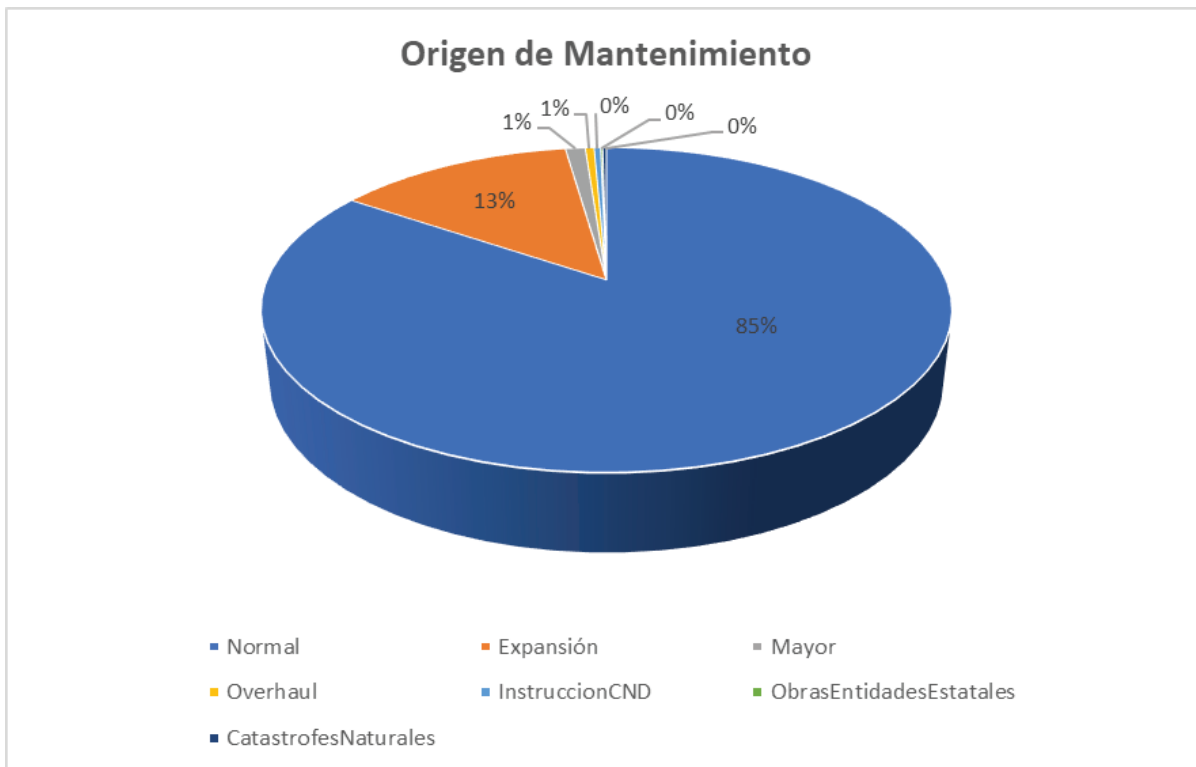


**Gráfica 6. Evolución de la Ejecución de Consignaciones 2007 – 2018**

Gráfica 7. Origen de Mantenimiento



Gráfica 8. Origen de Mantenimiento (%)



## Modelos de controles y parámetros de generadores

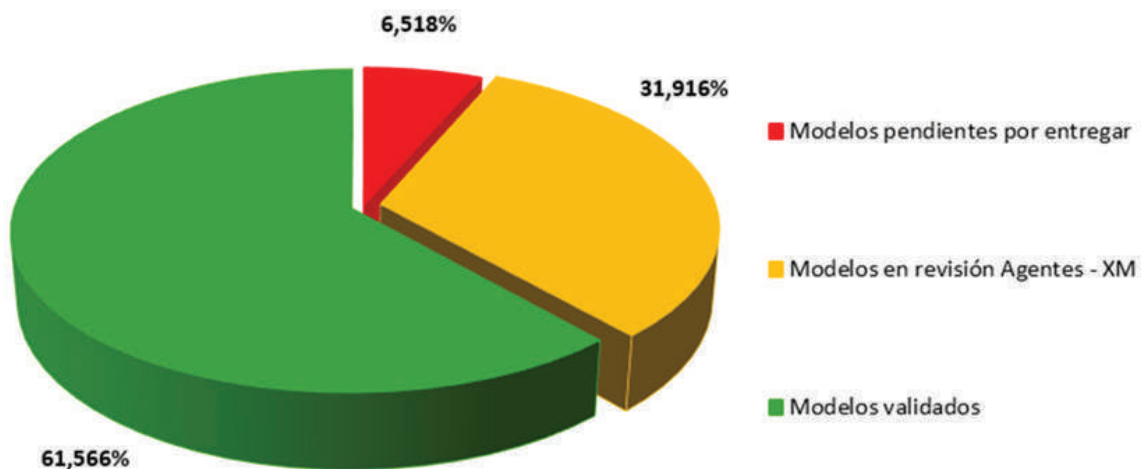
Con el objetivo de mejorar el modelo de la operación del sistema, con el que se realizan las labores de planeación de corto, mediano y largo plazo del SIN, durante el 2018 los agentes generadores y el CND continúan trabajando en la obtención de los modelos validados de los controles y parámetros de los generadores despachados centralmente dándole continuidad al Acuerdo CNO 843. Con este trabajo se pretende emular de forma más precisa el comportamiento dinámico del sistema ante diferentes situaciones, con lo que se pueden definir con mayor certeza sus límites operativos.

Hasta la fecha se han realizado las pruebas necesarias y se han revisado informes de modelos y parámetros de generadores correspondientes al 93.47% de la capacidad instalada del SIN (16 GW), de la cual el 61.57% ya superó con éxito la etapa de validación y están siendo incluidos en la base de datos en la que se modela la operación del sistema. El detalle puede observarse en la Gráfica 18.

Este balance refleja el estado actual de los modelos de control considerando las modernizaciones que se han realizado en los mismos. Sin embargo, si se consideran todas las unidades que han entregado información desde la fecha de aplicación del citado Acuerdo, se ha realizado una primera validación en el 95% de controles de generación del SIN respecto a la capacidad instalada.

Gráfica 18

### Balance de entrega de modelos de control y parámetros de generadores con base en la potencia instalada (15879 MW)



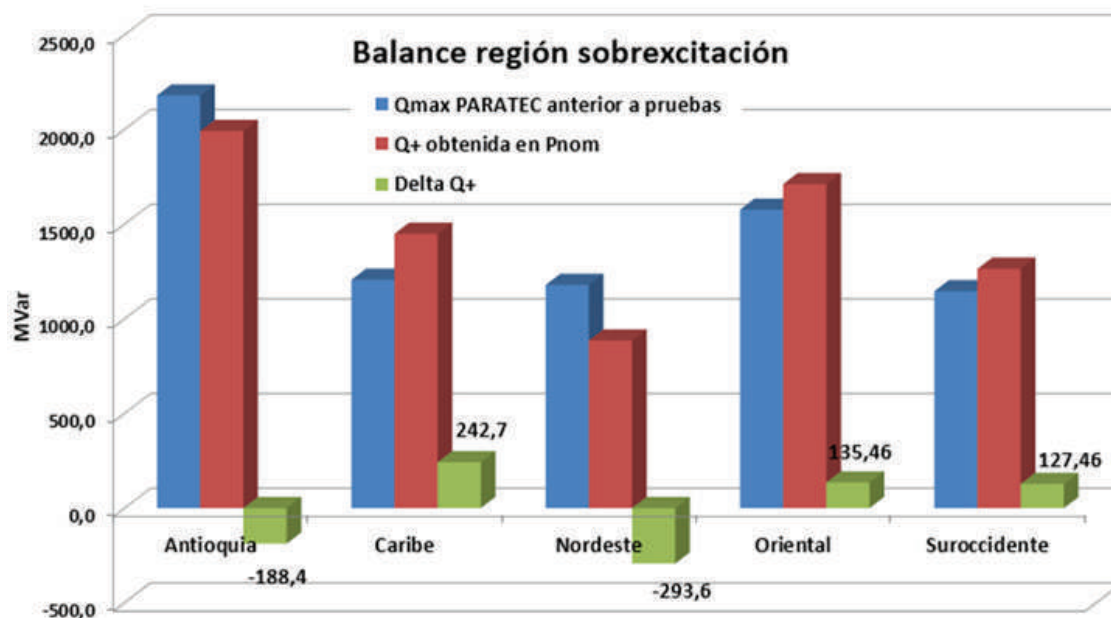


Adicionalmente, teniendo en cuenta la integración prevista para el SIN de fuentes no síncronas, tanto despachadas centralmente como distribuidas, y la tecnología que puede requerirse para su conexión, se trabajó en la identificación y desarrollo de los modelos dinámicos equivalentes de recursos energéticos distribuidos, HVDC y en la adición de nuevas funcionalidades al modelo dinámico de las fuentes de generación renovable no convencionales despachadas centralmente. Estos modelos se han utilizado para realizar estudios de evaluación de impacto de este tipo de tecnología en el sistema de potencia y para definir los requerimientos aplicables a los mismos teniendo en cuenta los criterios de confiabilidad y calidad del sistema eléctrico colombiano.

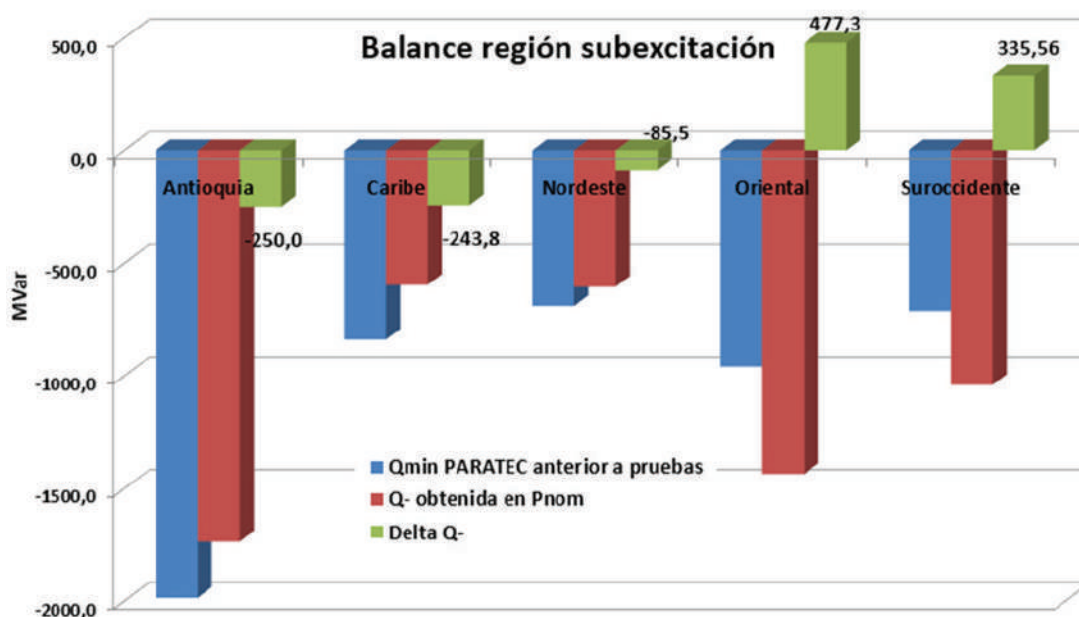
## Pruebas de potencia reactiva en generadores

Durante el 2018, en XM lideramos el proceso de planeación y coordinación de las pruebas de potencia reactiva definidas a través del Acuerdo CNO 932, teniendo en cuenta la información suministrada por los Agentes. En el balance de resultados para las pruebas realizadas entre el 2013 y el 2018, se ha encontrado una capacidad de entrega de potencia reactiva adicional en el área Caribe de 242.7 MVar y en el área Oriental de 135.46 MVar respecto a lo reportado originalmente para estas plantas en el PARATEC, con un porcentaje de avance del 95% con respecto a la capacidad instalada del SIN (16 GW). En las Gráficas 19 y 20 se presenta un detalle del balance de pruebas de potencia reactiva realizadas tomando como la referencia la potencia reactiva entregada y absorbida a la potencia nominal de los generadores.

**Gráfica 19 Balance por áreas de resultados de pruebas de potencia reactiva de las unidades de generación considerando la potencia reactiva entregada por las unidades a la potencia nominal**



Gráfica 20 Balance por áreas de resultados de pruebas de potencia reactiva de las unidades de generación considerando la potencia reactiva absorbida por las unidades a la potencia nominal

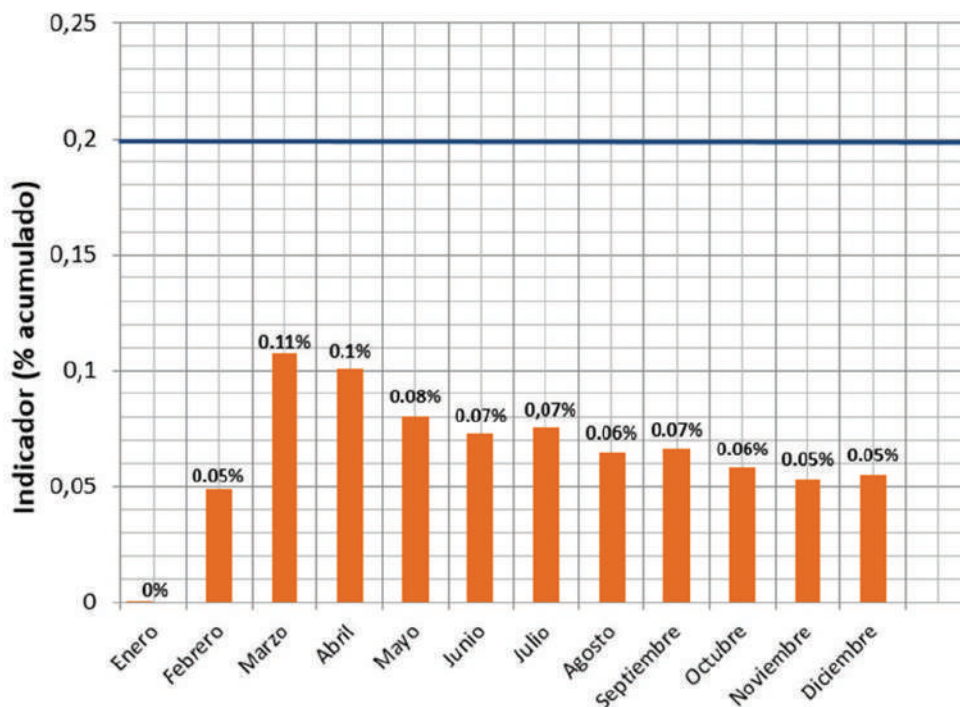


Se debe tener en cuenta que el objetivo final de las pruebas es obtener el valor real de reactivos que cada unidad de generación puede aportar al sistema. Por lo tanto, los casos en los que se disminuye la reactiva disponible puede obedecer no solo a reducciones por seguridad y estabilidad de los generadores, sino también a reportes iniciales que no se ajustaban a las condiciones reales de las unidades de generación.

## Estabilidad dinámica del SIN

Con el objetivo de realizar el seguimiento al comportamiento dinámico del sistema y verificar el impacto de las diferentes medidas tomadas para el control de oscilaciones, se definió un indicador que determina el comportamiento del modo de oscilación de muy baja frecuencia. Este indicador que se calcula con la información proveniente de las PMUs instaladas en el sistema, se mantuvo por debajo del umbral establecido que corresponde al 0,2 %, mostrando que el modo presenta un comportamiento estable y validando la eficacia de las medidas tomadas para el control de estas oscilaciones. En la Gráfica 21 se presenta la evolución del indicador de oscilaciones acumulado a lo largo del 2018.

Gráfica 21



Asimismo, se ha realizado seguimiento al comportamiento de otros modos de oscilación inter-área presentes en el sistema eléctrico colombiano como el de 0.4 Hz (Norte-Sur) y el de 0.8 Hz (Costa interior), verificando que su amortiguamiento relativo y amplitud se mantienen dentro de los márgenes de seguridad definidos por el CND.

### Definición de pruebas y procedimientos asociados a sistemas de control

En el marco del Subcomité de Controles del CNO se definieron y actualizaron procedimientos relacionadas a las pruebas de los sistemas de control, tanto de fuentes síncronas como no síncronas. Los procedimientos definidos incluyen la actualización del protocolo de pruebas de estatismo y banda muerta para unidades despachadas centralmente, la metodología para definir la velocidad de toma de carga de las unidades de generación y las pruebas necesarias para verificar los requerimientos de control de tensión, modelamiento, respuesta rápida en frecuencia y rampas operativas asociadas a las fuentes de generación renovable no convencionales.



## Operación del SIN

### Seguimiento al desempeño del servicio de regulación primaria y secundaria de frecuencia del SIN

Para garantizar la atención de la demanda del SIN es requerido un servicio complementario llamado Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), cuya función principal es ser la primera instancia de control en un sistema de potencia para llevar la frecuencia a su valor nominal, a través de la respuesta de los generadores ante los movimientos normales de carga y eventos de desbalance carga – generación. Adicional a lo anterior, la siguiente instancia de control es la Regulación Secundaria de Frecuencia, la cual en Colombia se realiza con una herramienta computación de última generación, más conocida como AGC por sus siglas en inglés (Automatic Generation Control), la cual permite corregir las desviaciones de frecuencia e intercambios internacionales de potencia activa, manteniendo el equilibrio entre la generación y la demanda de forma automática.

Dando cumplimiento a lo descrito en la Resolución CREG 023 de 2001, se determina la prestación efectiva del servicio de RPF de las unidades

de generación despachadas centralmente en el SIN, y de manera preventiva también se realiza seguimiento diario al desempeño de las unidades de generación que prestan el servicio de AGC.

El no cumplimiento de la prestación de estos servicios representa un alto riesgo para la atención confiable de la demanda, dado que, ante eventos en frecuencia de normal ocurrencia, una reducción en la reserva de generación puede originar activación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja Frecuencia (EDAC).

En el 2018 se presentaron 52 eventos de frecuencia en los cuales se reportaron 202 recursos de generación que no prestaron efectivamente el servicio de RPF. El número de eventos se presentan en la Tabla 1.



Tabla 1. Eventos Regulación Primaria de Frecuencia 2018

Mes	Número de eventos de frecuencia	Recursos de generación que no prestaron efectivamente el servicio de RPF
Enero	5	21
Febrero	2	10
Marzo	8	24
Abril	8	36
Mayo	2	9
Junio	2	3
Julio	5	16
Agosto	0	0
Septiembre	6	19
Octubre	3	18
Noviembre	8	27
Diciembre	3	19

Adicionalmente, teniendo en cuenta la importancia de las instancias de control de frecuencia para la confiabilidad y operación del SIN, las oportunidades técnicas de mejoramiento detectados en los seguimientos post-operativos fueron gestionadas según el acuerdo 1023 de 2017, aplicando los procedimientos a las unidades de generación que prestan el servicio de AGC.

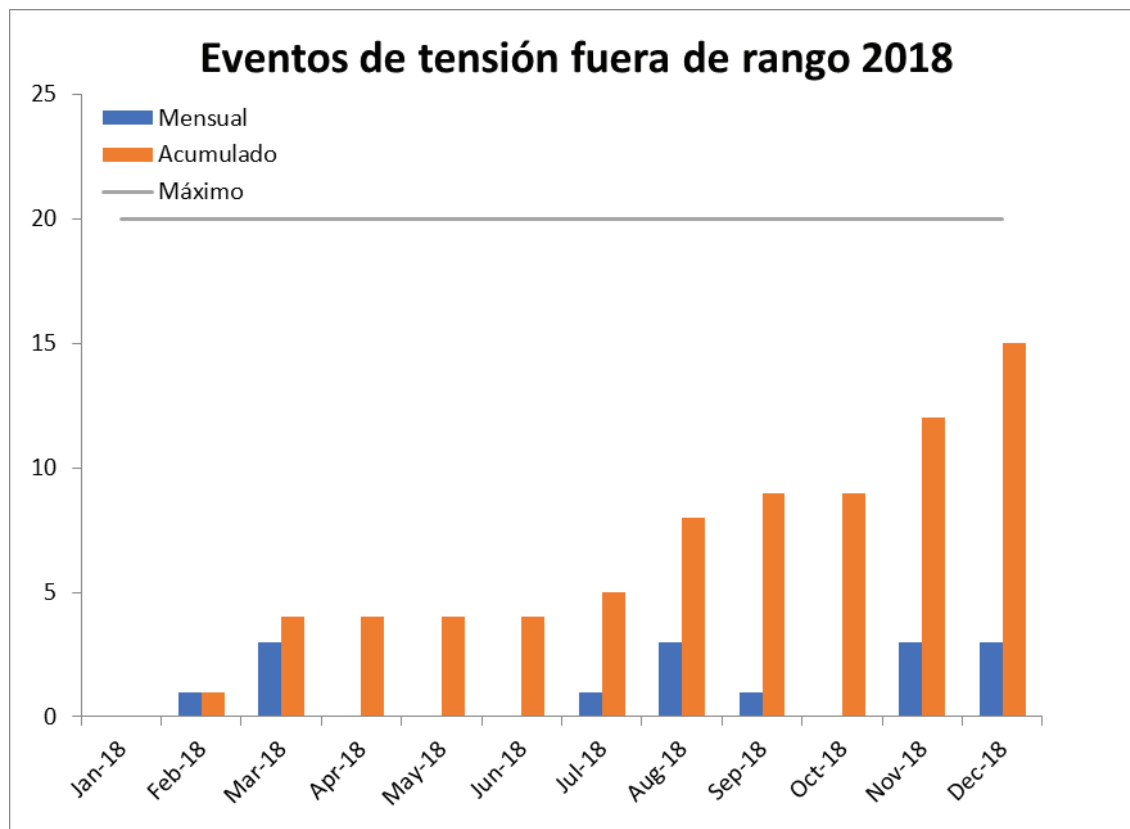


## Detalle de los indicadores de la operación

### Tensión fuera de rango

En la Gráfica 1 se muestran los índices de tensión fuera de rango tanto mensual como acumulado para el año 2018.

Gráfica 1. Tensión fuera de rango enero 2018 – diciembre 2018.



Durante el año 2018 no se superó el límite máximo permitido de número de eventos de tensión por fuera de rango, alcanzando un total de 15 eventos en el año. Además, se puede evidenciar que para algunos meses no se presentaron eventos de tensión, y para los meses de marzo, agosto, noviembre y diciembre se presentó el mayor número de eventos de tensión con 3 registros para cada mes, respectivamente.

## Variaciones lentas de frecuencias

En la Gráfica 2 se presenta el registro de variaciones lentas de frecuencia en el sistema de potencia por fuera del rango de 59.80 - 60.20 Hz durante el año 2018.

Gráfica 2. Variaciones lentas de frecuencia fuera de rango 59.8 – 60.2 Hz.

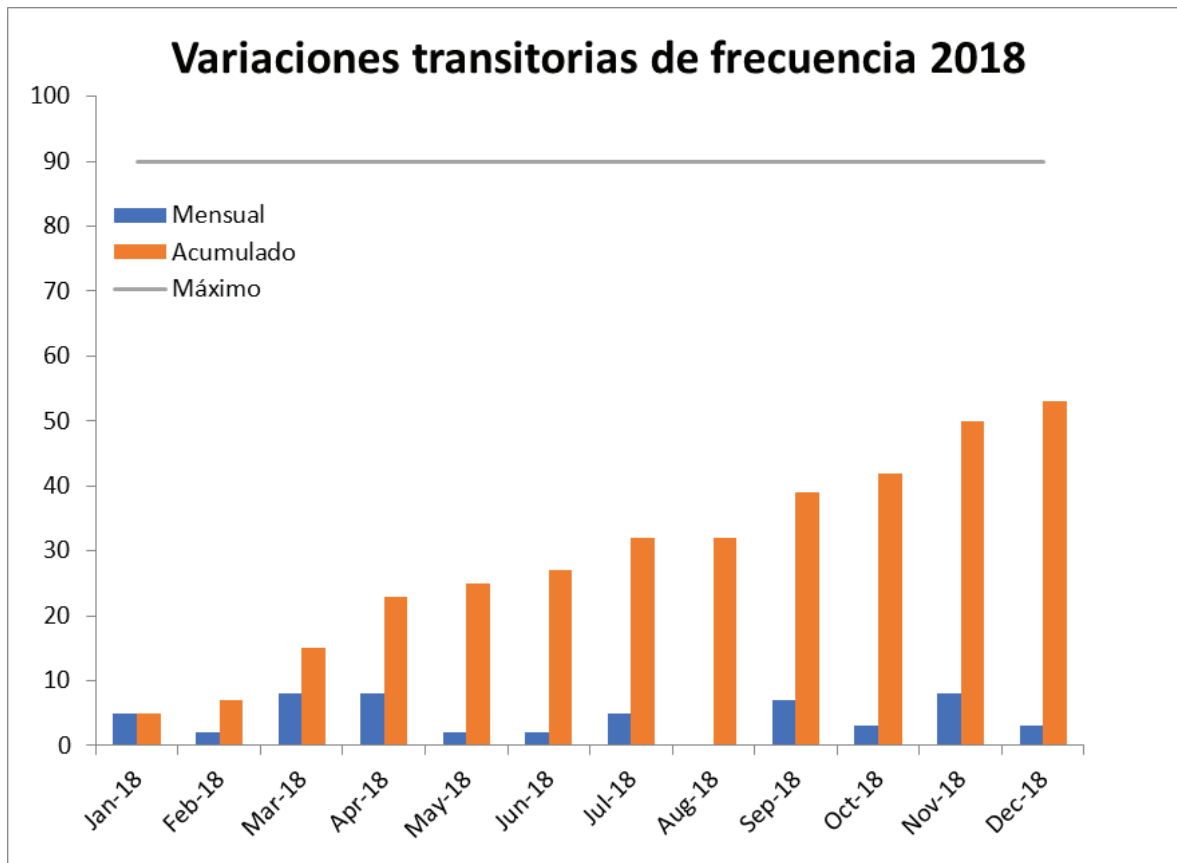


Para el año 2018 no se presentaron eventos lentos de frecuencia en el sistema.

## Variaciones transitorias de frecuencias

En la Gráfica 3 se presenta el registro de variaciones transitorias de frecuencia en el sistema de potencia por fuera del rango de 59.80 - 60.20 Hz durante el año 2018.

Gráfica 3. Variaciones transitorias de frecuencia fuera de rango 59.8 – 60.2 Hz.



Durante los meses de marzo, abril, y noviembre se presentaron el mayor número de eventos transitorios de frecuencia con 8 eventos para cada uno de estos meses. De los 52 eventos transitorios de frecuencia, 41 fueron asociados a unidades de generación, 7 eventos asociados al sistema ecuatorial (salidas de unidades de generación y actuación del esquema de separación de áreas) y los 5 eventos restantes asociados a contingencias en equipos de transmisión y transformación. Las plantas de generación que presentaron mayor número de desconexiones ocasionando excursiones de la frecuencia por fuera de los valores regulatorios fueron El Quimbo con 13 eventos, y Sogamoso y Guavio con 5 eventos cada una.

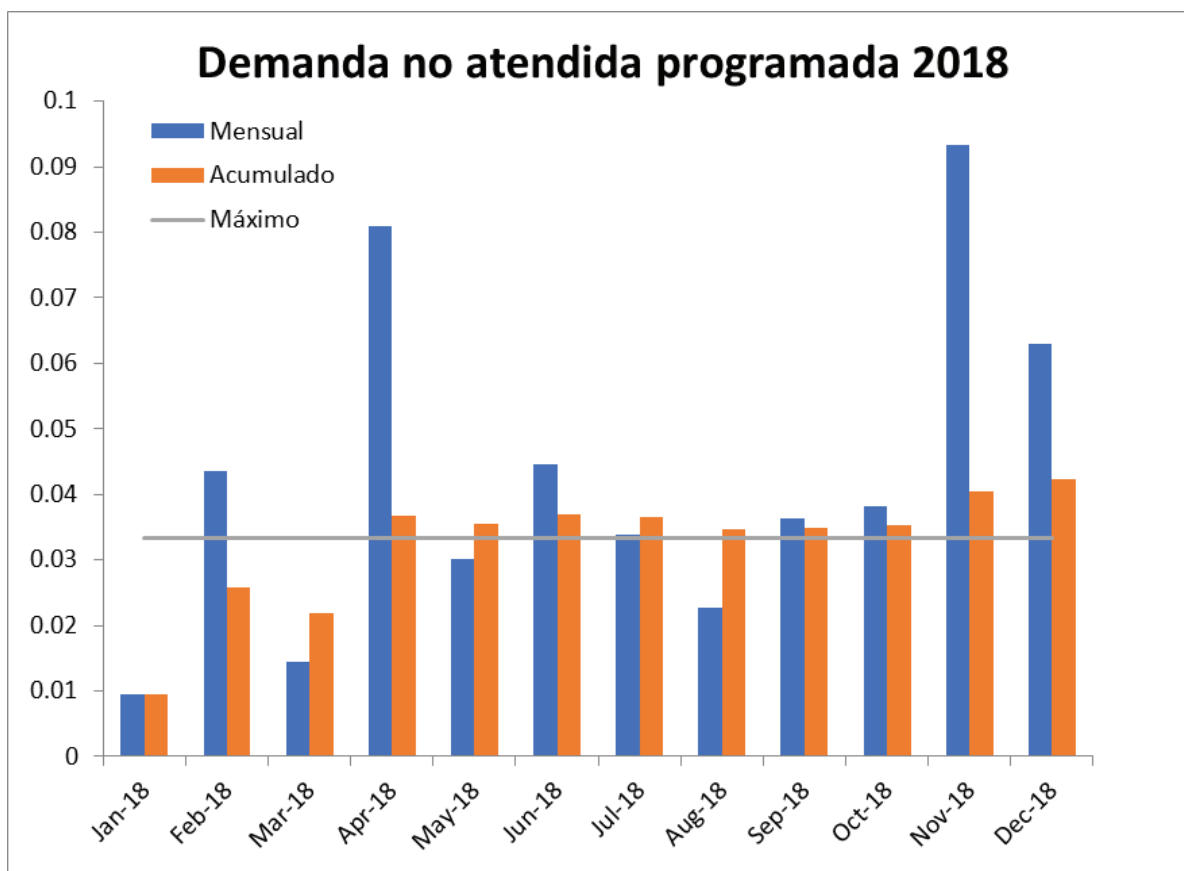
Durante el 2018 solo se presentó un evento de frecuencia con actuación del EDAC (Esquema de Deslastre Automático de Carga), ocurrido el 25 de abril de 2018 a las 09:34 horas por la desconexión de la central Guavio. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59.36 Hz actuando la primera etapa del EDAC.



## Demanda no atendida por causas programadas

La Gráfica 4 muestra el porcentaje (índice) de demanda no atendida programada para el año 2018. Esta gráfica incluye el porcentaje mes a mes, así como el índice acumulado y el límite máximo.

**Gráfica 4. Demanda no atendida programada enero 2018 – diciembre 2018**

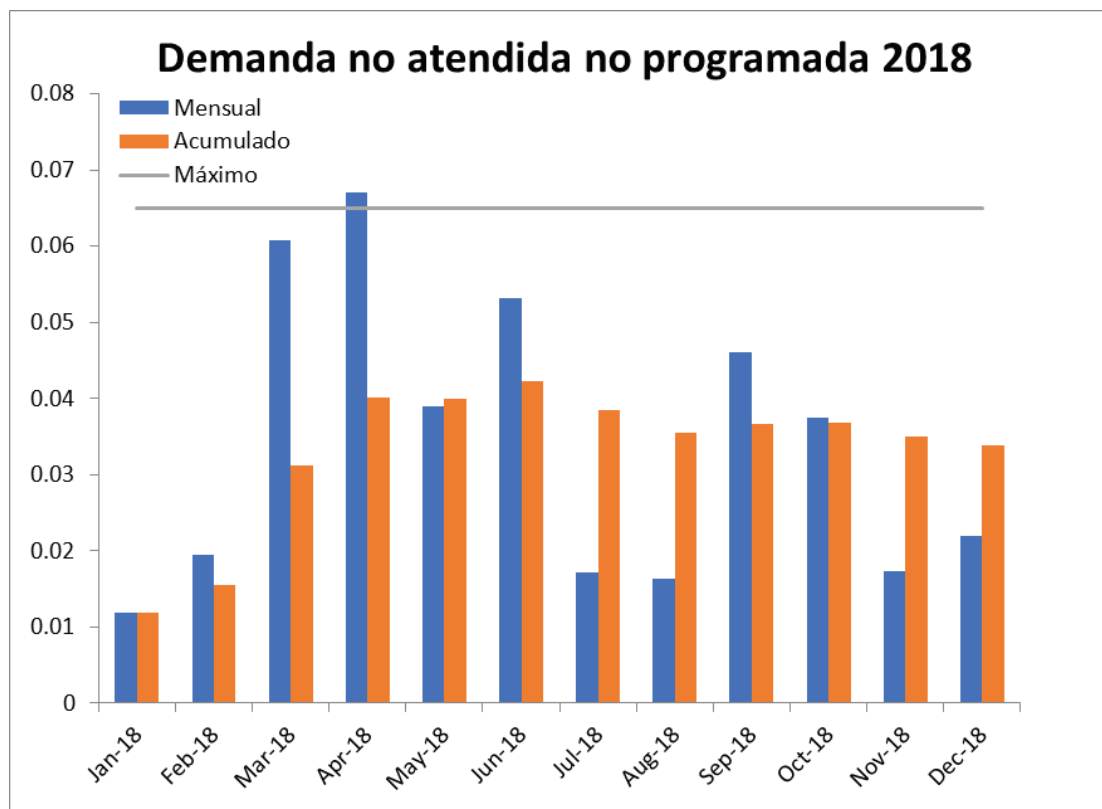


En el mes de noviembre se presentó el valor máximo de demanda no atendida programada con 0.09%. En los meses de febrero, abril, junio, julio, septiembre, octubre, noviembre y diciembre se superó el límite máximo (0.033 %). La situación se presentó dado el agotamiento de la red de transmisión y las consignaciones programadas requeridas para la entrada de nuevos proyectos durante el año.

## Demanda no atendida por causas no programadas

En la Gráfica 5 se presenta el porcentaje (índice) de demanda no atendida no programada para el año 2018. Esta gráfica incluye el porcentaje mes a mes, así como el índice acumulado y el límite máximo.

Gráfica 5. Demanda no atendida no programada enero 2018 – diciembre 2018



Durante el 2018 en el mes de abril se superó el límite máximo (0.065%) alcanzando un valor de 0.0671%, esto debido a que se presentaron múltiples atentados a los circuitos Jamondino – Junín 115 kV y Junín – Bucheli 115 kV, derribando varias torres.

Adicional a la evolución anual de los indicadores de operación también se muestra la Demanda no atendida programada y no programada por área operativa 2018.

### Demanda no atendida por causas programadas y no programadas por áreas operativas

En la Gráfica 6 se presenta la demanda no atendida por causas programadas y no programadas por áreas operativas en el año 2018

**Gráfica 6. Resumen demanda no atendida programada y no programada por área operativa año 2018.**



El área con mayor demanda no atendida no programada es Cauca – Nariño y demanda no atendida programada es GCM (Guajira, Cesar, Magdalena).

### Principales eventos ocurridos en el Sistema Interconectado Nacional durante el 2018

Durante el año 2018 se presentaron eventos en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) que ocasionaron la operación del Esquema de Desconexión Automático de Carga, EDAC, un evento que produjo desatención de más del 50 % de la demanda total de la subárea operativa y tres eventos con desconexión de varias subestaciones de la subárea y afectación importante de la demanda total de la subárea operativa.

En la Tabla 1 se muestran detalles de los eventos mencionados, donde se destaca el evento del 25 de abril donde se presentó actuación del EDAC y el evento del 27 de marzo donde se presentó la desatención de la demanda superior al 50% de la subárea operativa.

**Tabla 1. Principales eventos durante el año 2018**

DESCRIPCIÓN	Observaciones
<p>El 09 de enero de 2018, a las 12:49 horas, se produjo la desconexión de las líneas de transmisión a 115 kV, San Bernardino – Santander 1, en el extremo de la subestación Santander, Río Mayo – Popayán, en el extremo en la subestación Río Mayo, Catambuco – El Zaque en el extremo de la subestación Catambuco, Cabaña – Santander en el extremo de la subestación Cabaña, Pance – Santander en el extremo de la subestación Pance, Jamundí – Santander 2 en el extremo de la subestación Jamundí. Adicionalmente, se produjo la desconexión por 115 kV de los transformadores 150 MVA San Bernardino, 40 MVA San Bernardino, 60 y 25 MVA Popayán, 40 MVA Santander, 15 MVA El Zaque, 30 MVA Jamundí y la desconexión de la unidad 1 de generación de la central Florida.</p>	<p>El evento produjo desatención de demanda y ausencia de tensión en las subestaciones a 115 kV Santander, San Bernardino, Popayán, El Zaque y Florida.</p>
<p>El 25 de abril de 2018, a las 09:34 horas, se produjo la desconexión de las unidades de generación 2, 3, 4 y 5 de la central Guavio con 614 MW en total. La desconexión de 614 MW de potencia activa del sistema colombiano, ocasionó la excursión de la frecuencia del SIN por fuera de los rangos normales de operación, alcanzando un valor mínimo de 59.37 Hz, y originó la operación de la etapa 1 del Esquema de Deslastre Automático de Carga por Baja Frecuencia EDAC, con una carga total deslastrada de aproximadamente 362.85 MW, que corresponde al 4.3% de la demanda del SIN.</p>	<p>El evento produjo desatención de demanda y ausencia de tensión en la subestación Guavio Caverna 230 kV. El evento ocasionó excursión de la frecuencia del SIN por fuera de los rangos normales de operación, alcanzando un valor mínimo de frecuencia de 59.37 Hz.</p>
<p>El 27 de marzo de 2018, a las 14:00 horas, se produjo la desconexión de la(s) línea(s) de transmisión a 115 kV, La Reforma – Ocoa 1 y 2 en ambos extremos y La Reforma – Barzal en el extremo de la subestación La Reforma.</p>	<p>El evento produjo desatención de demanda y ausencia de tensión en las subestaciones Ocoa, Barzal, Suria, Granada, Puerto López, Campo Bonito, Puerto Gaitán y San José del Guaviare a 115 kV. El evento ocasionó excursión de la frecuencia del SIN por fuera de los rangos normales de operación, alcanzando un valor máximo de frecuencia de 60.221 Hz.</p>



<p>El 30 de agosto de 2018, a las 08:35 horas, se produjo la desconexión del autotransformador Chinú 2 150 MVA 500/110/34.5 kV y la desconexión de bahías de línea, Cerromatoso 2, el Corte central del diámetro 3, el Corte central del diámetro 1 y de la bahía de línea 2 Sabanalarga, en subestación Chinú 500 kV. Además, se produjo la apertura de la bahía de transformación por 500 kV del autotransformador 1 150 MVA 500/110/34.5 kV. También, se presentó actuación del Esquema de deslastre de carga asociado a los transformadores de Chinú 500/110/34.5 kV.</p>	<p>El evento produjo desatención de demanda y ausencia de tensión en las subestaciones a 110 kV, Magangué, Sincé, Mompox, La Mojana y San Marcos.</p>
<p>El 02 de septiembre de 2018, a las 13:57 horas, se produjo la desconexión de las líneas de transmisión, a 230 kV, Tasajero - San Mateo en el extremo de San Mateo y Ocaña – San Mateo en el extremo de Ocaña. Adicionalmente se presentó la desconexión de la línea a 115 kV Ocaña – Convención en el extremo de Convención y de los autotransformadores de la subestación San Mateo 115 kV.</p>	<p>El evento produjo desatención de demanda y ausencia de tensión en las subestaciones San Mateo 230 kV y 115 kV, Belén 115 kV, Convención 115 kV, Tibú 115 kV, Zulia 115 kV e Ínsula 115 kV.</p>
<p>El 03 de octubre de 2018, a las 13:12 horas, se produjo la desconexión de las líneas de transmisión a 115 kV, La Hermosa – La Rosa 1, en ambos extremos, Esmeralda – La Rosa 1, en el extremo de la subestación Esmeralda, Esmeralda – La Rosa 2, en el extremo de la subestación Esmeralda, Dosquebradas – La Rosa 1, en el extremo de la subestación Dosquebradas, La Rosa – Cuba 1, en el extremo de la subestación Cuba, Armenia – La Rosa 1, en el extremo de la subestación Armenia y Armenia – Regivit 1, en el extremo de la subestación Regivit.</p>	<p>El evento produjo desatención de demanda y ausencia de tensión en las subestaciones a 115 kV La Rosa, Cuba y Armenia.</p>

## Eventos de tensión fuera de rango

En la Tabla 1 que se muestra a continuación se encuentra el detalle de los eventos de tensión fuera de rango registrados en 2018.

**Tabla 1. eventos de tensión fuera de rango registrados en 2018.**

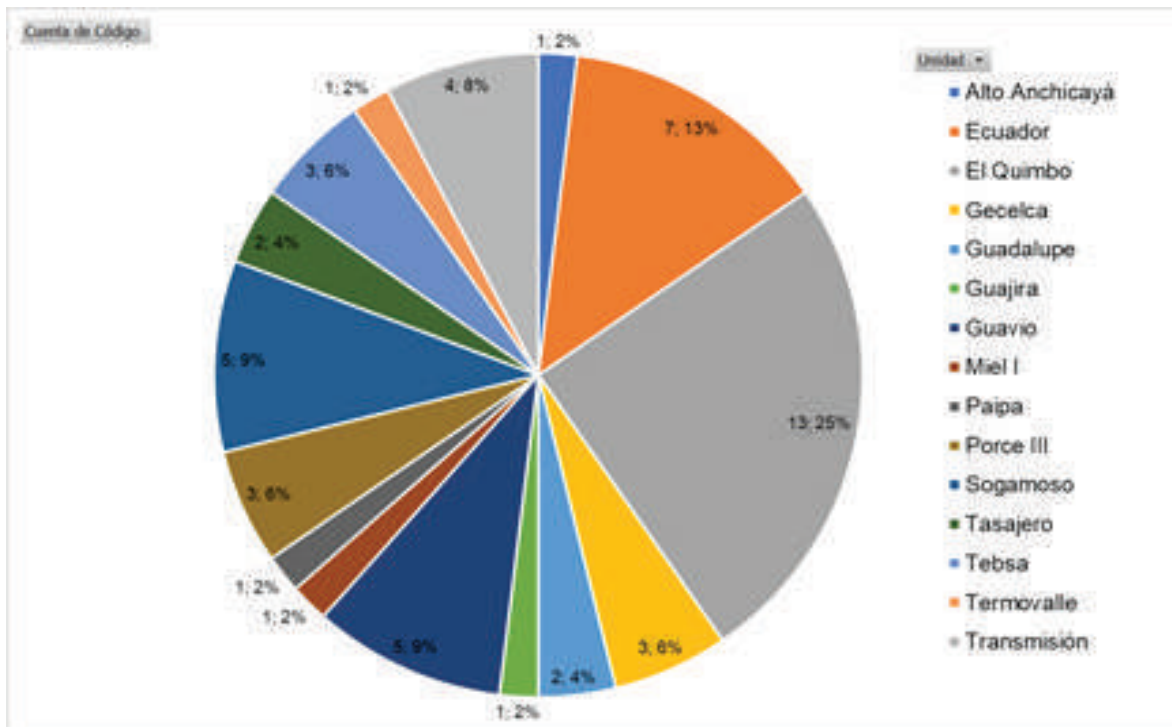
Fecha ocurrencia	Descripción
11/02/2018 20:38	Disparo de las 3 unidades del ALTO ANCHICAYÁ, por disparo del circuito PANCE - ALTO ANCHICAYÁ 230 KV, con 345 MW. El agente reporta actuación protección de distancia. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.61 HZ.
15/03/2018 11:08	Disparo del circuito SAN CARLOS - PORCE III 500 kV, quedando aislada la generación de PORCE III con 430 MW.
16/03/2018 15:56	Se presenta disparo de todas las bahías en subestación PLAYAS 220 KV por actuación de la protección diferencial.
25/03/2018 12:59	Disparo del circuito SAMORÉ - BANADÍA - CAÑO LIMÓN 230 kV. A las 13:27 horas se normaliza el circuito SAMORÉ - BANADÍA 230 kV y queda en revisión BANADÍA - CAÑO LIMÓN 230 kV. El agente reporta falla en la fase B a 140 km desde la subestación SAMORÉ.
12/07/2018 4:09	Disparo de la BARRA 1 en subestación URRÁ 230 KV, dejando sin tensión las subestaciones URABÁ 230 KV, URABÁ 110 KV, APARTADÓ 110 KV. El agente no reporta causa.
1/08/2018 12:11	Disparo de la BARRA 1 en S/E URABÁ 230 KV, dejando sin tensión las subestaciones URABÁ 230 KV, URABÁ 110 KV, APARTADÓ 110 KV, por evento en el circuito URRÁ - URABÁ 1 230 KV. El agente no reporta la causa.
1/08/2018 17:49	Disparo de la BARRA 1 en S/E URABÁ 230 KV, dejando sin tensión las subestaciones URABÁ 230 KV, URABÁ 110 KV, APARTADÓ 110 KV, por evento en el circuito URRÁ - URABÁ 1 230 KV. El agente no reporta la causa.

3/08/2018 8:29	Falla en BL1 YUMBO A ALTO ANCHICAYA 230 kV, causando el disparo de los activos BL1 SAN MARCOS A YUMBO 230 kV, SAN MARCOS CAMPO M040 230 KV, BL1 ALFEREZ A YUMBO 230 kV, ALFEREZ CAMPO M010 230 KV, BAHÍA ACOPLA 1 YUMBO 230 kV, BAHÍA SECCIONAMIENTO 1 YUMBO 230 kV, BL1 YUMBO A PANCE 230 kV, BL2 YUMBO A ESMERALDA 230 kV, BL3 YUMBO A ESMERALDA 230 kV y ATRs por ambos niveles de tensión 230/115 KV. El agente no reporta causa.
2/09/2018 13:57	Disparo de elementos asociados a BARRA 2 en S/E TASAJERO 230 KV. El evento deja sin tensión a las subestaciones SAN MATEO 230 KV y BELÉN 230 KV. El agente no reporta causa.
24/11/2018 9:08	Disparo de los activos CERROMATOSO 3 360 MVA 500/230 kV y TIERRALTA - URRÁ 1 110 kV dejando sin tensión las subestaciones CERROMATOSO 230 kV, URRÁ 230 kV y URABÁ 230kV.
27/11/2018 14:05	Disparo de todos los elementos asociados a barra 1 en la subestación TERMOCANDELARIA 220 kV. En el evento se encontraba abierta la barra 2 en TERMOCANDELARIA 220 kV por trabajos de la consignación C0161269, los cortes centrales 8120, 8220, y 8620 abiertos por consignaciones C0161269 y C0163133 y los generadores 1 y 2 en TERMOCANDELARIA fuera de línea. El agente reporta que el evento se presentó por falla en el activo BT TERMOCANDELARIA 3 7.5 MVA 220 kV durante trabajos con riesgo de disparo de las consignaciones C0161477 y C0161269 sobre los activos RTU TERMOCANDELARIA y MODULO TERMOCANDELARIA DIFERENCIAL DE BARRAS 220 KV.
29/11/2018 15:44	Disparo de todos los elementos asociados a barra 1 en la subestación TERMOCANDELARIA 220 kV. En el evento se encontraba abierta la barra 2 en TERMOCANDELARIA 220 kV por trabajos de la consignación C0161269, los cortes centrales 8120, 8220, y 8620 abiertos por consignaciones C0161269 y C0163133 y los generadores 1 y 2 en TERMOCANDELARIA fuera de línea. El agente reporta que el evento se presentó por falla a tierra de un cable en el activo BT TERMOCANDELARIA 3 7.5 MVA 220 kV durante trabajos con riesgo de disparo de la consignación C0161477 sobre el activo RTU TERMOCANDELARIA.
7/12/2018 13:46	Materialización de riesgo de disparo de la C0155120 sobre el activo MODULO URABÁ DIFERENCIAL BARRAS 230 kV dejando sin tensión la S/E Urabá 220 kV.
25/12/2018 2:06	Disparo de todas las bahías asociadas a la barra en GUADALUPE IV 220 kV y del activo GUADALUPE IV - PORCE II (EPM) 1 220 kV en ambos extremos, quedando sin tensión la subestación GUADALUPE IV 220 kV. El agente reporta incendio de transformador de corriente de la fase S asociado al transformador GUADALUPE IV 20 MVA 220/110/44 KV.
27/12/2018 12:55	Disparo del activo BAHÍA TRANSFERENCIA 1 LOS PALOS 230 kV la cual estaba alimentando la línea LOS PALOS - TOLEDO 1 230 kV por trabajos de la consignación C0154792 sobre el activo BL1 LOS PALOS A TOLEDO 230 kV. En el evento quedan sin tensión las subestaciones a 230 kV TOLEDO, SAMORÉ, BANADÍA y CAÑO LIMÓN. El agente no reporta causa.

## Eventos de variación de frecuencia del sistema

Durante el 2018 se presentaron 52 eventos de frecuencia, de los cuales 13 fueron ocasionados por desconexión de las unidades de El Quimbo, 7 por eventos en el sistema ecuatoriano, 5 por desconexión de las unidades de Sogamoso, 5 por desconexión de las unidades de Guavio, 4 debido a eventos en el sistema de transmisión, y los demás se presentaron por desconexión en unidades del Sistema Interconectado Nacional, ver Gráfica 1.

Gráfica 1. Causas de eventos de frecuencia durante el 2018.



## Atentados a la infraestructura del SIN

Durante el 2018 se presentaron los siguientes eventos ocasionados por Actos mal intencionados sobre la infraestructura del SIN:

- El 2 de febrero de 2018 a las 20:30 horas sobre el activo CERROMATOSO - PORCE III 1 500 kV de INTERCOLOMBIA. El activo fue normalizado el 17 de febrero a las 17:11 horas.
- El 10 de febrero de 2018 a las 06:04 horas sobre el activo COPEY – OCAÑA 500 kV de INTERCOLOMBIA. El activo fue normalizado el 27 de febrero de 2018 a las 17:11 horas.
- El 21 de febrero de 2018 a las 11:30 horas sobre el activo CERROMATOSO - PORCE III 1 500 kV de INTERCOLOMBIA. El circuito presentó avería en una torre, pero continuó prestando el servicio. Se



reparó entre el 13 de marzo de 2018 a las 06:23 horas y el 23 de marzo de 2018 a las 18:15 horas.

- Entre el 26 de marzo de 2018 y el 21 de abril de 2018 se presentaron múltiples atentados a los circuitos Jamondino – Junín 115 kV y Junin – Bucheli 115 kV, derribando varias torres.

## Cargabilidad de transformadores del STN

Como parte del seguimiento post-operativo a las variables del SIN, la cargabilidad de los transformadores conectados al STN es verificada para validar cuales de las limitaciones de equipos detectadas desde la planeación están materializándose en la realidad en la operación. En el 2018 se presentaron 9 situaciones en que los transformadores del STN operaron temporalmente por encima del valor declarado (ver Tabla 1).

**Tabla 1. Número de veces que transformadores del STN sobrepasaron la cargabilidad declarada en 2018.**

Mes	Número de veces que transformadores del STN sobrepasaron la cargabilidad declarada
Enero	0
Febrero	0
Marzo	0
Abril	0
Mayo	0
Junio	0
Julio	4
Agosto	3
Septiembre	2
Octubre	0
Noviembre	0
Diciembre	0

## Calidad supervisión

La supervisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) debe ser suministrada o recibida de manera oportuna y confiable por parte de los agentes hacia el CND para que la planeación y operación del SIN pueda realizarse de manera segura y confiable bajo los estándares establecidos en la reglamentación vigente

Por lo anterior, es de gran importancia que la supervisión del SIN cuente con un alto porcentaje de confiabilidad, por lo cual durante el año 2018 el Equipo Gestión Tiempo Real de manera integral realizamos las siguientes acciones que permitieron la mejora continua de la confiabilidad de la supervisión del SIN:

- Generamos informes mensuales del estado de la supervisión y evidenciando mejora continua de los mismos
- Gestionamos permanente los problemas de supervisión del SIN y posibles oportunidades de mejora con los agentes.
- Asistimos de manera mensual en los diferentes comités del CNO tales como Comités de Transmisión y Distribución.
- Capacitamos a los agentes sobre la importancia de la supervisión del SIN en la operación.
- Propusimos e implementamos nuevo indicador CNO de calidad de la supervisión con un porcentaje de cumplimiento para el 2018 del 95%.
- Por medio de la gestión realizada durante el año 2018, logramos un aumento en el porcentaje de supervisión del 1.9% correspondiente a 100 medidas y un aumento en la confiabilidad del 3.8% correspondiente a 201 medidas del sistema.

## Índice de disponibilidad mensual de enlaces con los centros de supervisión y maniobras de las empresas

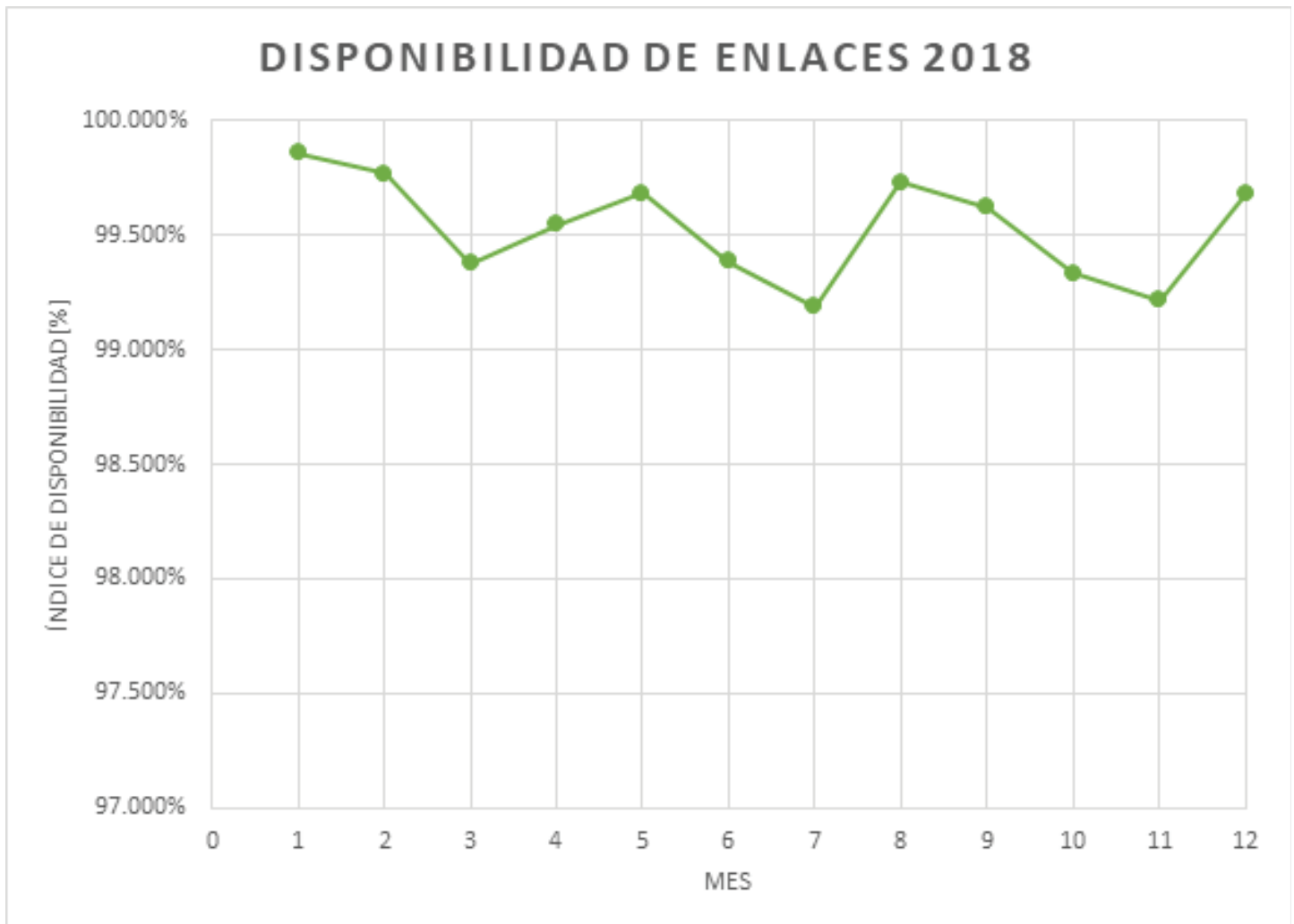
En cumplimiento a la Resolución CREG 054 de 1996 y la Resolución CREG 083 de 1999, XM realiza seguimiento periódico a la disponibilidad de los canales de comunicación con los Centros Regionales de Control (CRC), manteniendo registro de las indisponibilidades semanales de los canales. Durante todo el año 2018, cumplimos con el nivel de disponibilidad establecido en el 97% para la comunicación entre el CND y los Centros Regionales de Control (CRC).

En la Tabla 1 mostramos detalles de los eventos mencionados.

**Tabla 1. Índice promedio de enlaces año 2018**

Mes	Índice enlaces
enero	99.857%
febrero	99.770%
marzo	99.378%
abril	99.548%
mayo	99.684%
junio	99.384%
julio	99.188%
agosto	99.731%
septiembre	99.620%
octubre	99.335%
noviembre	99.217%
diciembre	99.679%

Gráfico 1. Ilustración de los índices promedio de los enlaces en el año 2018



## Seguridad operacional

### Habilitación: factores humanos en la seguridad operacional

El estudio de los factores humanos en la seguridad Operacional intenta comprender el comportamiento y el desempeño humano en entornos donde se opera en tiempo real y se utiliza para optimizar la adaptación de las personas a los sistemas en los que trabajan, con el fin de mejorar el desempeño, la confiabilidad y minimizar el error humano.

Con el fin de fortalecer los conocimientos de las personas del Centro Nacional de Despacho sobre seguridad operacional y factores humanos, se capacitó al personal de las Direcciones Aseguramiento de la Operación y Programación de la Operación definiendo e interiorizando los conceptos básicos sobre el tema y la importancia de identificar peligros y gestionar riesgos.

## Gestión de Informes de Riesgos Operacionales, IRO's

En 2018, se comenzó con la construcción del informe de riesgos operaciones IRO.

Los reportes IRO ofrecen información sobre sucesos o eventos que ponen en riesgo la seguridad operacional; permiten identificar peligros, realizar análisis y contar con fuentes proactivas y predictivas para la toma de decisiones que permitan evitar la ocurrencia de futuros accidentes e incidentes.

La gestión de reporte de eventos comprende los siguientes beneficios para la organización:

- Identificación de los peligros de seguridad operacional.
- Proporciona herramientas para la prevención de futuros eventos y mantiene un nivel aceptable de seguridad operacional.

- Provee una fuente de conocimiento basado en gestión de riesgos y lecciones aprendidas, producto de la gestión de eventos.

- Mejora de la cultura de seguridad operacional.

- Ahorro de costos producto de accidentes e incidentes que se puedan generar en la organización.

- Ahorro de costos producto de la mejora en gestión de recursos operacionales a partir de implementación de lecciones aprendidas y recomendaciones de seguridad.

- Aumento de los estándares de calidad en los procesos.

## Tamizaje Cognitivo: Prueba CogScreen

XM adquirió la prueba computarizada CogS-





creen para evaluar y realizar un tamizaje Cognoscitivo, por medio del cual se mide el proceso de atención, memoria de corto plazo y de trabajo, funciones de percepción visual, habilidades de secuenciación, solución de problemas, habilidad de cálculo, tiempo de reacción, habilidades de procesamiento simultaneo de información y función ejecutiva de los operadores del Centro de Control.

### Programa de Liderazgo Co-Inspirador:

Se entiende por equipo de trabajo, un grupo de personas que comparte una visión de futuro, identifica y construye lo “que les importa juntos”, coordina acciones y articula promesas alrededor de ese futuro, conoce y entiende cómo van a llegar a esos propósitos, y cada uno de sus miembros tiene claro cómo lo que hace contribuye al logro de resultados, al objetivo común y al bienestar individual, de equipo y organizacional.

Este es el objetivo del programa de liderazgo co-inspirador, diseñado e impartido para los Líderes

de Turno de la sala de control, por medio de la empresa facilitadora “Desarrollo & Resultados”, programa que se inició el 24 de agosto de 2018 y continúa con excelentes resultados hasta el 2019.

Dentro de los objetivos del programa se tienen:

1. Crear y cultivar un estilo de liderazgo que movilice la estrategia, propenda por el desarrollo de las personas, la gestión de las relaciones y el logro de los resultados, basados en la excelencia, el desarrollo humano y el trabajo en equipo.
2. Sensibilizar a los participantes en torno a su rol de líder como agentes de cambio y aliados estratégicos de la organización para el logro de los objetivos en sus desafíos actuales y a futuro.
3. Identificar oportunidades de mejora, y potenciar habilidades, sensibilidades y prácticas para aumentar su capacidad de coordinar acciones y efectividad a nivel individual y de equipo, permiti-





tiendo generar mayor productividad y Bienestar.

4. Potenciar la escucha y coordinar interpretaciones para sintonizarse con las preocupaciones de los clientes y del equipo, generando acciones que agreguen valor e impacten los resultados.

### Juntos Happinest: ¡Mi turno es ahora!

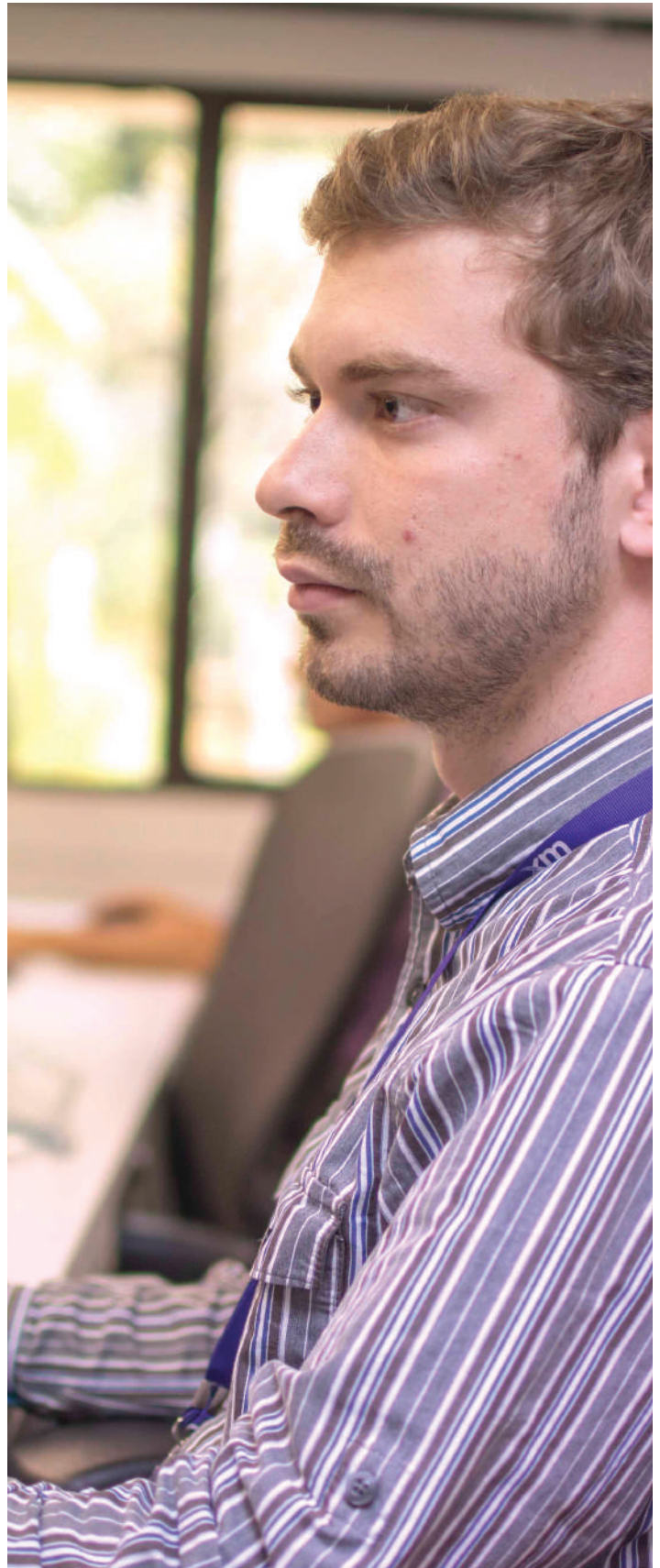
Es un programa realizado para brindar herramientas a los operadores con el fin de mejorar su calidad de vida, a partir de temas como la higiene del sueño, nutrición y turnos nocturnos, actividad física, dinámica familiar y administración del tiempo.

Se realizó en dos sesiones de seis horas cada una:

**Sesión 1:** Viajando en la máquina del tiempo: Higiene del sueño, nutrición y actividad física.

**Sesión 2:** Kit de viaje: Dinámica familiar, administración del tiempo, plan de mejoramiento.

El gran objetivo fue fomentar una cultura del cuidado en los empleados que laboran jornadas extensas y con turnos nocturnos para fortalecer su salud mental, familiar y del entorno.



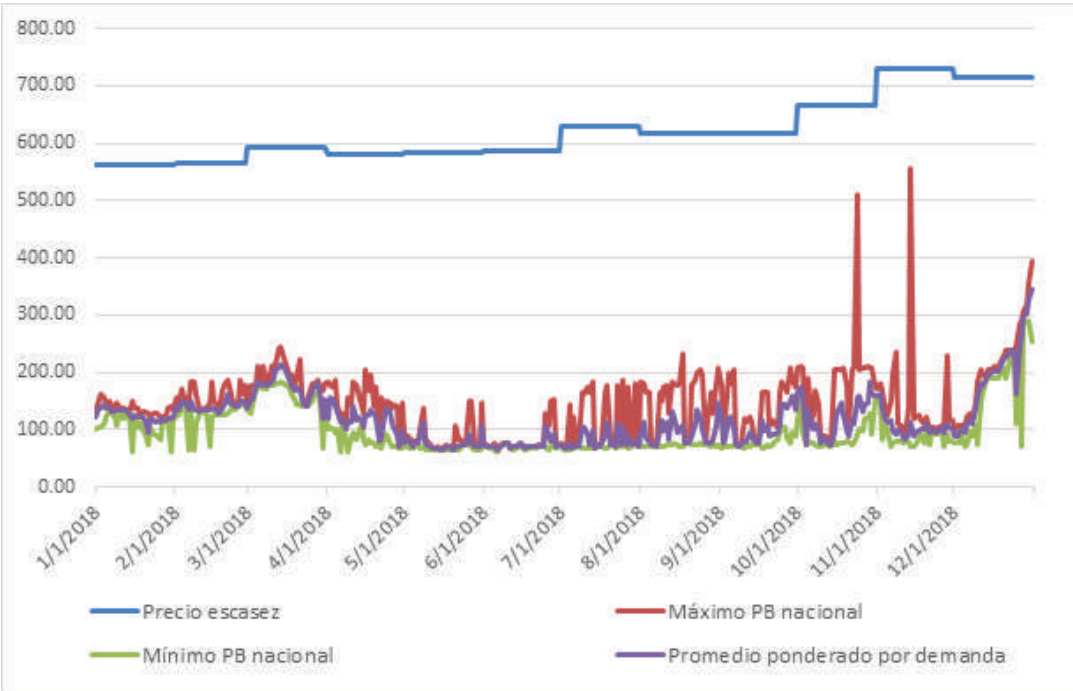


# Transacciones del MEM

## Precios

En la Gráfica 1, se aprecia la evolución de precio de bolsa en 2018, durante el primer semestre del año se evidenciaba un comportamiento estable de la variable con precios alrededor de los 200 \$/ kWh. En el segundo semestre se destacan algunos precios máximos cercanos al precio de escasez de activación en ciertos puntos alrededor del mes de noviembre.

Gráfica 1. Precio promedio de bolsa y contratos



## Transacciones del mercado

De acuerdo con la Tabla 1, el volumen total transado en el Sistema de Intercambios Comerciales – SIC - para el año 2018 fue de \$19.08 billones de pesos.

**Tabla 1. Transacciones del mercado (miles de millones de pesos\*)**

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Crec. %
Contratos**	8,115.22	8,990.04	9,181.66	10,263.59	10,256.46	11,305.28	13,289.56	17.6%
Compras en Bolsa Nacional	1,870.11	2,669.84	3,452.28	3,909.03	4,108.95	2,032.30	2,292.23	12.8%
Compras en Bolsa TIE	34.83	117.48	169.68	109.26	17.73	1.66	12.46	651.3%
Compras en Bolsa Internacional	55.24	103.33	4.60	0.46	0.20	0.03	0.03	2.0%
Restricciones Finales (Con alivios)	622.42	295.69	281.54	433.33	997.77	1,454.83	1,996.95	37.3%
Responsabilidad Comercial de AGC	154.90	210.42	257.47	393.57	345.18	326.41	343.78	5.3%
Reconciliaciones Negativas	1,023.50	1,378.09	1,511.93	2,753.57	2,284.93	925.41	1,135.81	22.7%
Desviaciones al Programa de Generación	11.44	12.18	12.95	61.06	34.23	4.79	11.03	130.2%
Desviaciones de OEF	-	-	0.19	1,344.04	1,123.08	0.002	-	-100.0%
<b>Total transacciones en el SIC</b>	<b>11,887.66</b>	<b>13,777.06</b>	<b>14,872.30</b>	<b>19,267.91</b>	<b>19,168.54</b>	<b>16,050.72</b>	<b>19,081.85</b>	<b>-16.3%</b>
Servicio de AGC	444.30	709.25	954.45	1,628.34	1,198.49	525.94	553.88	5.3%
Recaudo Res. CREG 178 de 2015	-	-	-	7.45	146.35	162.87	159.67	-2.0%
Cobros a Cogeneradores y Autogeneradores (Res. CREG 005/2010 y 024/2014)	-	-	0.00	1.98	1.26	0.00	-	-100.0%
Garantías del Cargo por Confiabilidad	24.96	47.97	2.18	34.73	33.64	17.78	-	-100.0%
Balance Final Programa de Ahorro Comercializadores (Res. CREG 029/2016)	-	-	-	-	69.40	34.70	1.50	-95.7%
Ingreso Regulado de OPACGNI	-	-	-	-	6.25	124.01	126.60	2.1%
Servicios SIC - CND	73.21	77.40	95.29	102.21	123.79	129.99	135.23	4.0%
Liquidación de la Energía Excedentaria (Res. 197/2015)	-	-	-	3.21	16.04	-	-	0.0%
Restricciones (Sin alivios)	643.10	404.38	285.78	493.07	837.84	1,252.60	1,803.55	44.0%
Reconciliaciones Positivas	1,377.20	1,283.64	1,100.73	2,011.88	2,269.46	1,978.49	2,729.26	37.9%
Rentas de Congestión por Importación y Exportación TIE	0.38	1.61	2.20	2.73	47.17	2.52	8.32	229.6%
Liquidación del Cargo por Confiabilidad - RRID (Res. CREG 071/2006)	1,563.62	1,962.10	1,909.28	2,752.53	3,422.97	3,514.62	3,603.84	2.5%
Liquidación FAZNI	66.94	67.76	69.61	77.26	118.79	119.79	125.59	4.8%
Liquidación FOES ***	0.21	0.42	0.26	0.07	100.54	119.58	4.00	-96.7%



\* Pesos corrientes.

\*\* La información de contratos es calculada con base en los precios y condiciones declaradas por los agentes del MEM

\*\*\* Valor del FOES producto del 80% de las rentas de congestión por exportación TIE asignadas a Colombia

Durante los años 2017 y 2018 se siguieron liquidando los nuevos conceptos dentro del SIC, como el balance del programa de ahorro, ingreso regulado de OPACGNI, el recaudo de la Resolución CREG 178 de 2015, entre otras, las cuales se presentan en la Tabla 1.

El concepto Recaudo de la Resolución CREG 178 de 2015, corresponde al valor facturado por el ASIC a los comercializadores por concepto del Valor de la Opción – VDO, descrito en dicha resolución. La facturación por este concepto descendió en el año 2018 a los 159 mil millones de pesos, valor que será facturado en cuotas por el ASIC hasta el primer semestre del año 2019.

En cumplimiento de la Resolución CREG 029 de 2016, los comercializadores del SIC entregaron al ASIC el balance final del programa de ahorro, el cual inició su facturación en el año 2016, dicho valor estuvo alrededor de \$1.5 mil millones de pesos para el año 2018.

A partir de diciembre de 2016, el ASIC inició con la liquidación y facturación del ingreso regulado de las plantas que respaldan sus Obligaciones de Energía Firme con Gas Natural Importado (OPACGNI), de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 062 de 2013, modificada por las Resoluciones CREG 196 y 259 de 2016. La liquidación de este concepto estuvo alrededor de 126.6 mil millones de pesos en el año 2018 y se-

guirá liquidándose hasta el 30 de noviembre de 2025.

Con la aplicación de la Resolución CREG 231 de 2015, se presentó un aumento considerable en el recaudo del Fondo de Energía Social - FOES – a partir del año 2017, para el año 2018 estuvo alrededor de 4 mil millones de pesos .

## Intercambios internacionales

Durante el año 2018 se presentaron exportaciones de energía a Ecuador con un total de 106.1 GWh, valor superior al registrado en el 2017 (18.5 GWh), mientras que para el año 2018 las importaciones de energía eléctrica pasaron de 194.2 GWh transados en 2017 a 177.0 GWh en 2018.

En cuanto a las transacciones internacionales de energía eléctrica con Venezuela, estas corresponden a flujos de potencia reactiva entre la línea Cuestecitas – Cuatricentenario 230 kV que opera normalmente cerrada hacia el lado de Cuestecitas y abierta hacia el lado de Cuatricentenario, es decir, inyectando potencia reactiva traducida en flujo de potencia.

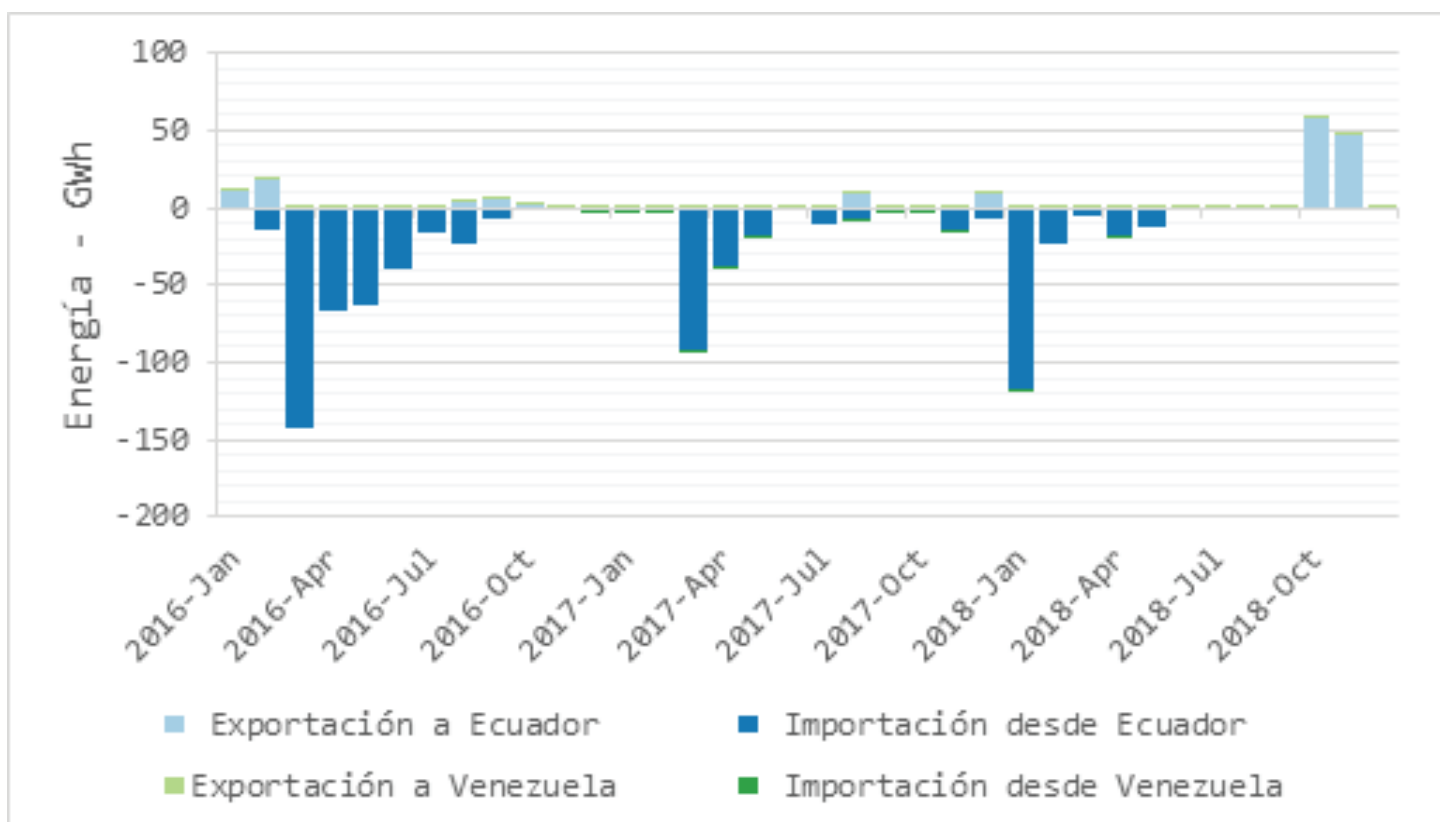
Desde la implementación en el año 2003 de las Transacciones Internacionales de Electricidad - TIE con Ecuador, se ha exportado al vecino país alrededor de 13,095 GWh por un valor cercano a los USD 1,155,707.7 miles de dólares.

**Tabla 1. Transacciones Internacionales de Electricidad -TIE-**

Año	Energía (GWh)		Valor (miles USD) *	
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones
2013	662.3	28.5	78,442.1	1,682.5
2014	824.0	46.9	95,997.1	2,935.7
2015	457.2	45.2	67,623.0	7,931.1
2016	43.9	378.3	10,329.6	130,124.6
2017	18.5	194.2	1,884.4	6,272.8
2018	106.1	177.0	6,242.5	8,756.1

\* Valores liquidados. No contiene el descuento por rentas de congestión

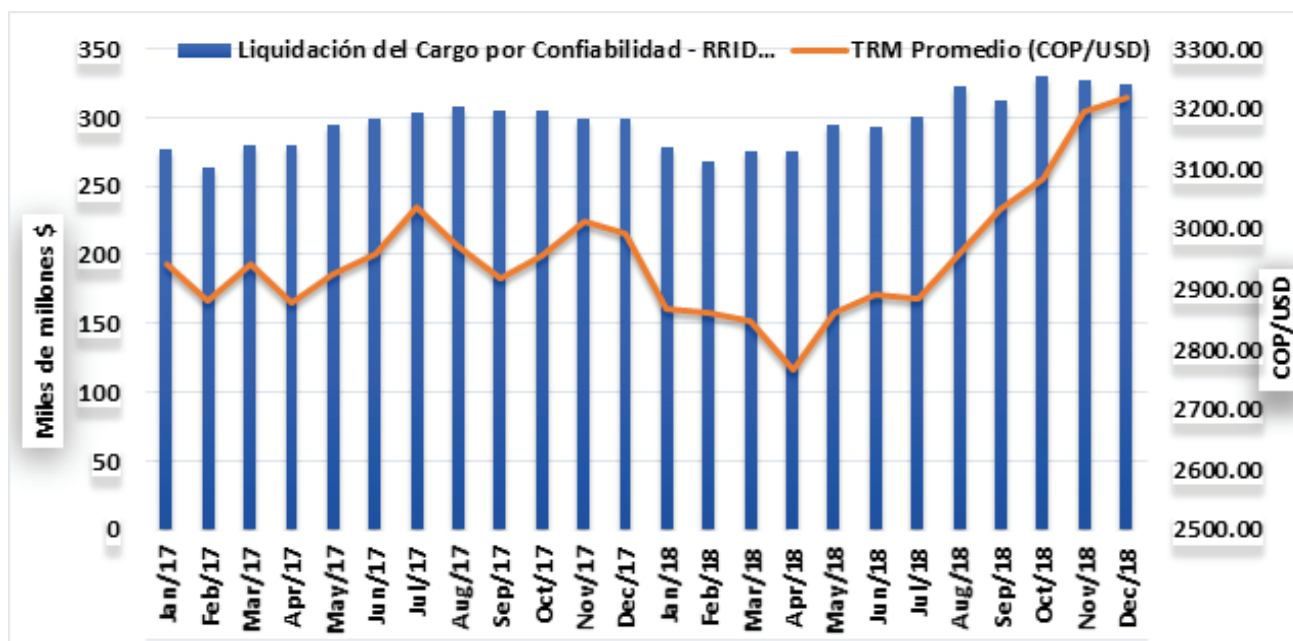
**Gráfica 1 Intercambios internacionales de energía (GWh)**



## Valor a distribuir por confiabilidad y TRM promedio

A continuación, se presenta la evolución de la sumatoria de la Remuneración Real Individual Diaria – RRID - del Cargo por Confiabilidad, también conocida como el Valor a Distribuir.

Gráfica 1. Valor liquidado del Cargo por Confiabilidad\* - RRID - y TRM promedio del mes



\* Información en pesos corrientes.

De diciembre 2017 a 2018, se presenta un incremento en la liquidación del Cargo por Confiabilidad, con respecto al periodo de vigencia anterior (Dic 2016 – Nov 2017); esto obedece al precio del Cargo por Confiabilidad actualizado.

Para el periodo comprendido entre 1 de diciembre de 2016 y el 30 de noviembre de 2017, la Obligación de Energía Firme total fue de 73,344,020,163.95 kWh-año, mientras que para el periodo comprendido entre el 1 diciembre de 2017 y el 30 de noviembre de 2018, la Obligación de Energía Firme total fue de 72,850,773,373.95 kWh-año. Para el siguiente periodo de vigencia, que inició el 1 de diciembre de 2018, se presenta un aumento en la liquidación del Cargo por Confiabilidad, explicado principalmente por una mayor cantidad de OEF asignadas, las cuales corresponden a 75,836,959,334.62kWh-año.

## Implementación de nuevas resoluciones 2018

- En el mes de enero la CREG expidió la Resolución CREG 010 de 2018, en la que se fija la tarifa de venta en bloque de energía eléctrica con el objetivo de la liquidación de las transferencias establecidas en el artículo 45 de la ley 99 de 1993.

- En el mes de febrero la CREG expidió la Resolución CREG 030 de 2018, por la cual se establece la regulación en cuanto a las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

- En el mes de julio la CREG expidió la Resolución CREG 084 de 2018. En la que se convoca a una subasta de Reconfiguración de Venta para el periodo 2018-2019.

- En el mes de julio la CREG expidió la Resolución CREG 089 de 2018. Esta establece la auditoría de los precios y las cantidades de los combustibles declarados para la determinación del precio marginal de escasez.

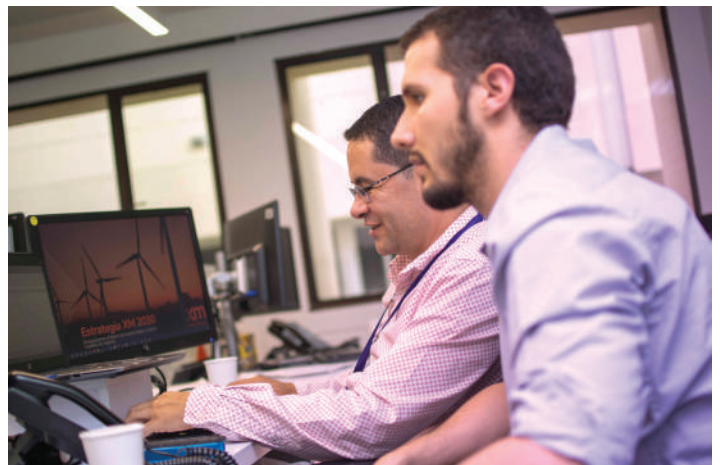
- En el mes de julio la CREG expidió la Resolución CREG 098 de 2018, en la que se adopta la normativa para regular las pruebas de disponibilidad de la Demanda Desconectable Voluntaria y se adoptan otras disposiciones asociadas a los anillos de seguridad del Cargo por Confiabilidad.

- En el mes de julio la CREG expidió la Resolución CREG 103 de 2018, la cual modifica la resolución CREG 071 de 2006.

- En el mes de julio la CREG expidió la Resolución CREG 104 de 2018. Esta fija la oportunidad para llevar a cabo la Subasta para la asignación de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad para el periodo entre el 1 de di-

ciembre de 2022 y el 30 de noviembre de 2023. Esta es modificada por la Resolución CREG 142 de 2018.

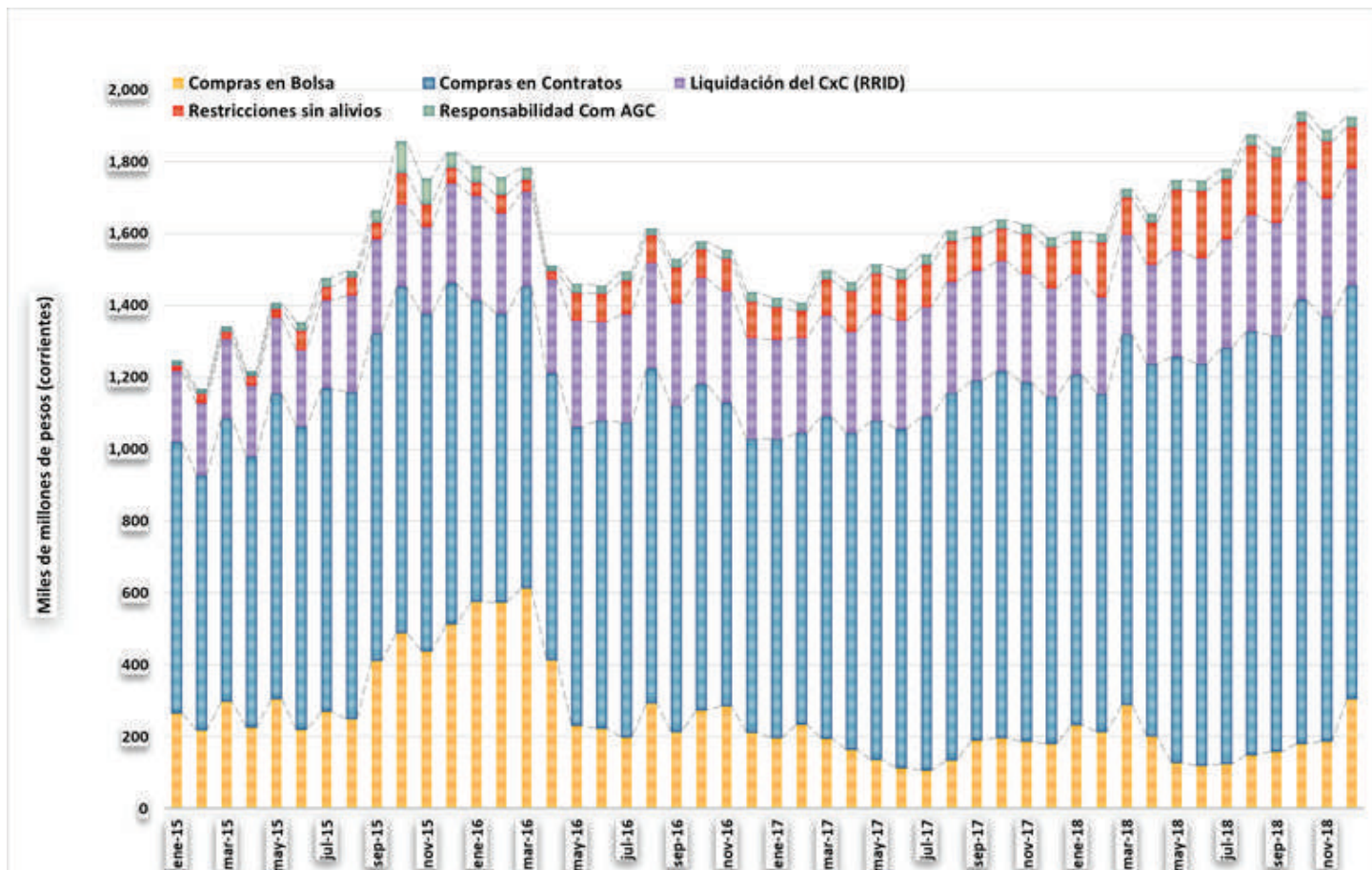
- En el mes de noviembre la CREG expidió la Resolución CREG 140 de 2018, en la que se adoptan medidas asociadas al pago del Cargo por Confiabilidad durante la actuación administrativa de que trata el artículo 9 de la Resolución CREG 071 de 2016.





## Principales conceptos ASIC

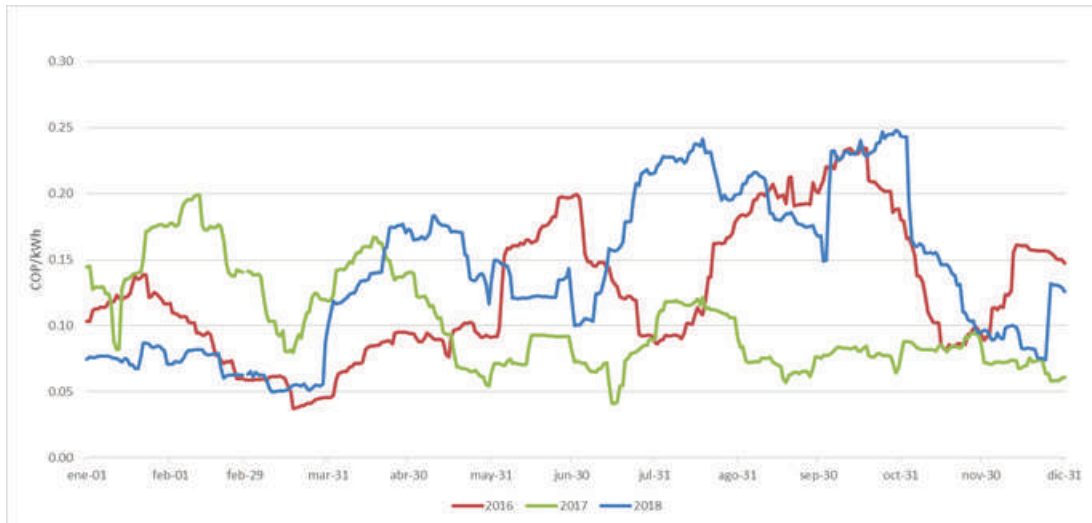
Gráfica 1. Evolución principales conceptos ASIC (miles de millones de pesos)



## Volatilidad precio de bolsa

En la gráfica 1 se presenta la volatilidad del precio de bolsa, la metodología de cálculo usa una ventana móvil de 30 días para calcular la desviación estándar de los promedios diarios ponderados por demanda de los precios de bolsa, la volatilidad no se escala por factor alguno. La metodología presenta directamente la volatilidad en lugar de la volatilidad porcentual con respecto al precio de bolsa, esto para conservar una medida comparable de volatilidad a través del tiempo ya que los elevados precios de bolsa durante el niño 2015-2016 darían la impresión de una disminución importante para ese periodo. Se aprecian en 2018 valores de volatilidad alta en comparación con los últimos valores del 2017.

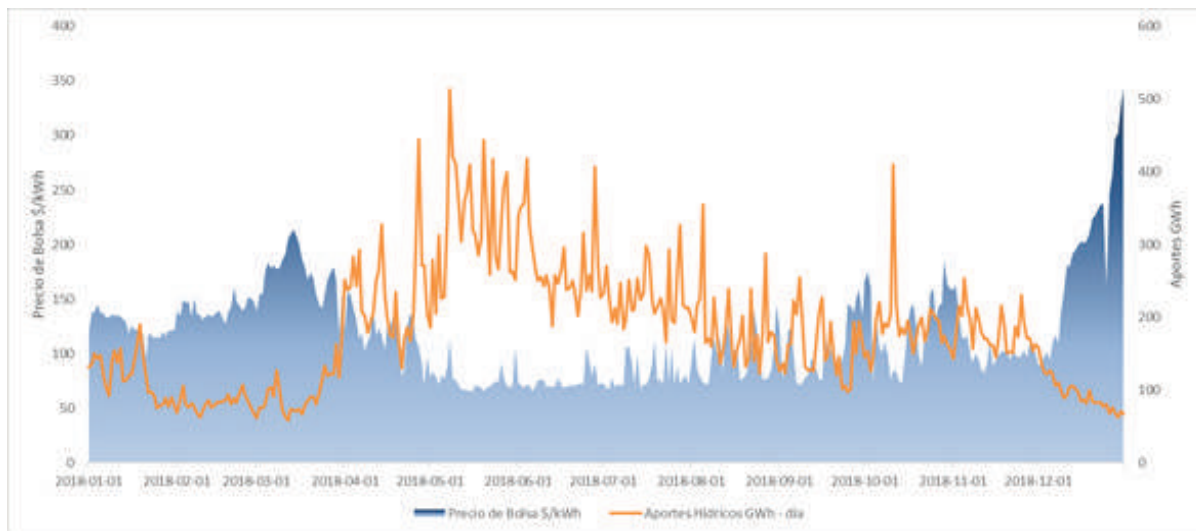
**Gráfica 1. Volatilidad precio de bolsa**



### Precio de bolsa y aportes hídricos

En la Gráfica 1 se ilustra la evolución del precio de bolsa vs los aportes hídricos durante el año 2018, donde se puede apreciar que los mayores precios de bolsa se presentaron en los primeros meses del año, enero a abril, y en especial a finales del año, específicamente en el mes de diciembre donde los precios alcanzaron los máximos del año, superaron los 300 \$/kWh el precio promedio diario, lo que coincidió con una disminución en los aporte a los embalses, los cuales terminaron en el 64.2% de la media histórica. Esta disminución de los aportes está impactada por el desarrollo de un evento El Niño.

Para el año 2018, el máximo valor del precio de bolsa nacional horario se presentó el día 14 de noviembre con un valor de 555.12 \$/kWh, y el valor mínimo el día 06 de abril con un valor de 61.46 \$/kWh.

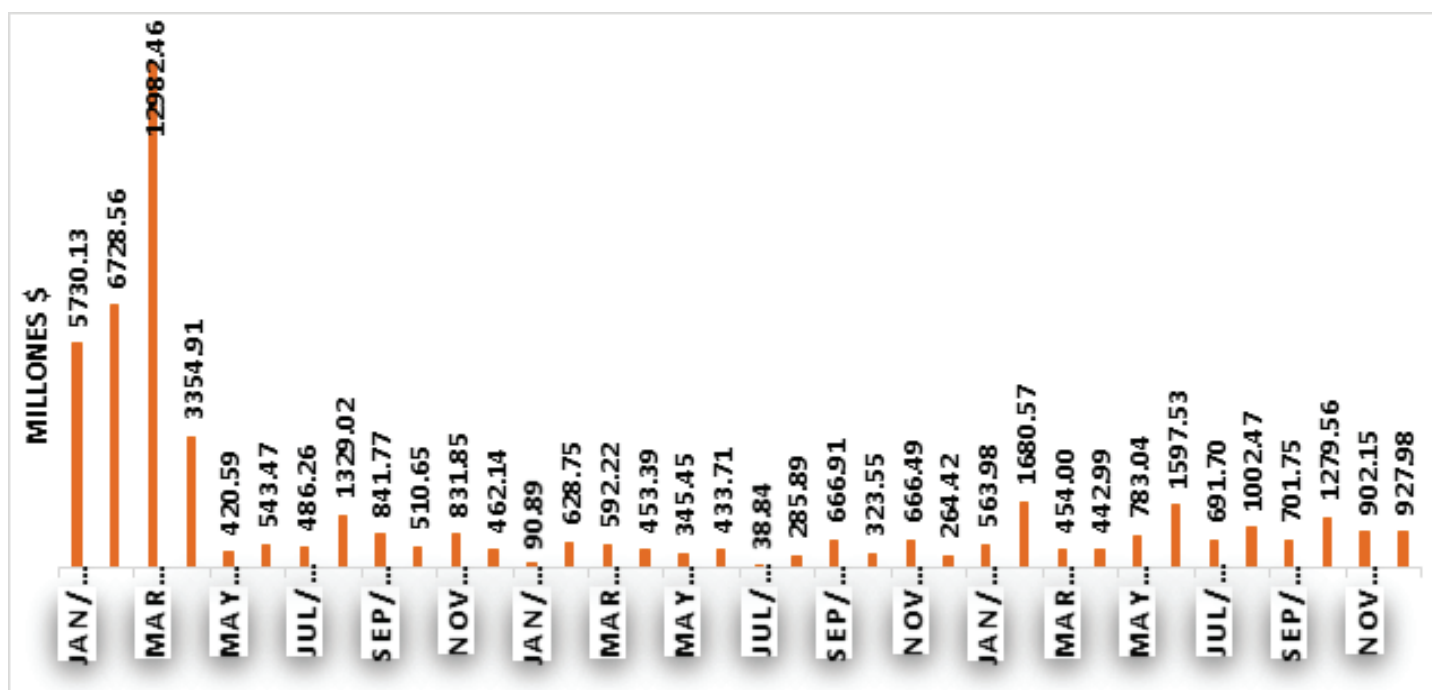


**Gráfica 1. Precio de bolsa y aportes hídricos en GWh**

## Pagos por desviaciones de generación

En la gráfica 1 se ilustra mes a mes el valor total en millones de pesos a cargo de los generadores por concepto de desviaciones en su programa de generación.

Gráfica 1. Pagos por desviaciones del programa de generación



## Transacciones TIE

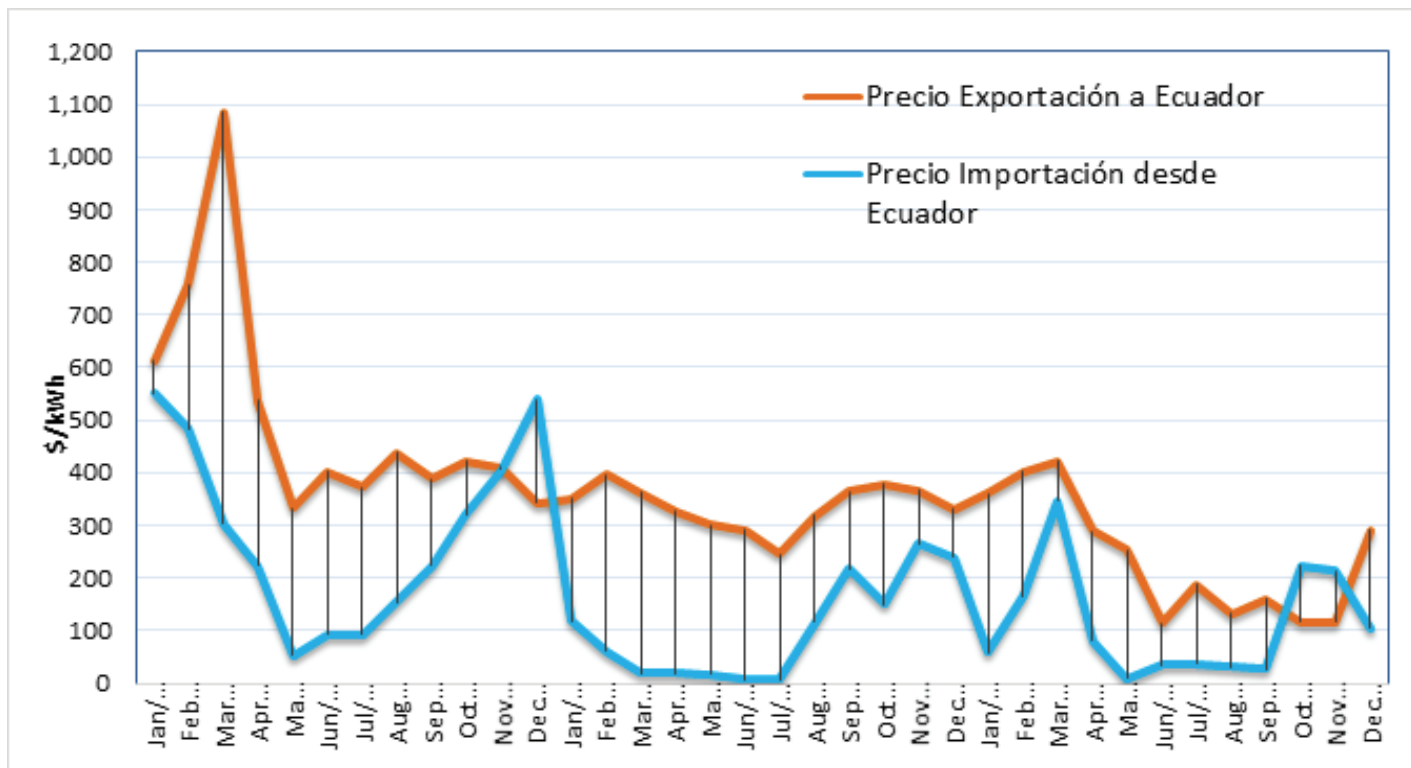
Tabla 1. Transacciones TIE entre Colombia y Ecuador

Fecha	Energía (GWh)		Valor (Miles de US\$)			
	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Rentas de Congestión Exportación	Rentas de Congestión Importación
ene-18	0.02	117.71	1.21	2,207.99	-	351.84
feb-18	0.04	23.17	6.32	1,321.65	-	97.61
mar-18	0.02	5.48	3.01	748.64	-	20.90
abr-18	0.16	17.62	19.85	1,127.83	-	33.11
may-18	0.13	13.02	10.41	293.02	-	62.42
jun-18	0.23	-	3.38	73.11	-	24.51
jul-18	0.31	-	5.40	39.85	-	15.17
ago-18	0.35	-	7.16	151.94	-	78.95
sep-18	0.39	-	11.84	87.47	-	6.22
oct-18	57.67	-	2,453.00	18.28	1,292.79	-
nov-18	46.57	-	2,122.81	6.42	1,889.13	0.003
dic-18	0.18	-	7.13	1,563.04	-	426.18
Total 2018	106.1	177.0	4,651.5	7,639.2	3,181.9	1,116.9
Total 2017	18.5	194.2	900.1	3,881.8	42.7	-
Total 2016	43.9	378.3	6,348.4	103,468.9	37.9	30,273.5
Total 2015	457.2	45.2	48,032.2	3,501.5	58.8	1,887.7
Total 2014	824.0	46.9	95,997.1	2,935.7	306.7	1,983.2
Total 2013	662.3	28.5	79,481.8	1,692.2	555.67	1,139.74
Total 2012	236.0	6.5	25,548.1	243.2	290.58	133.39



Total 2011	1,294.6	8.2	93,009.0	231.3	10,325.82	89.77
Total 2010	797.7	9.7	86,432.1	802.6	7,493.62	48.31
Total 2009	1,076.7	20.8	116,001.4	1,173.4	12,625.34	51.89
Total 2008	509.8	37.5	35,908.4	2,155.7	7,416.98	34.08
Total 2007	876.6	38.4	66,269.4	1,336.0	20,398.65	84.54
Total 2006	1,608.6	1.1	127,104.5	50.0	56,865.04	0.50
Total 2005	1,757.9	16.0	151,733.7	509.8	75,580.96	25.44
Total 2004	1,681.1	35.0	135,109.1	738.0	76,817.23	4.98
Total 2003	1,144.5	67.2	90,976.6	2,334.7	44,347.75	-
<b>Total Historia</b>	<b>13,095.7</b>	<b>1,110.5</b>	<b>1,163,503.4</b>	<b>132,694.0</b>	<b>316,345.7</b>	<b>36,874.0</b>

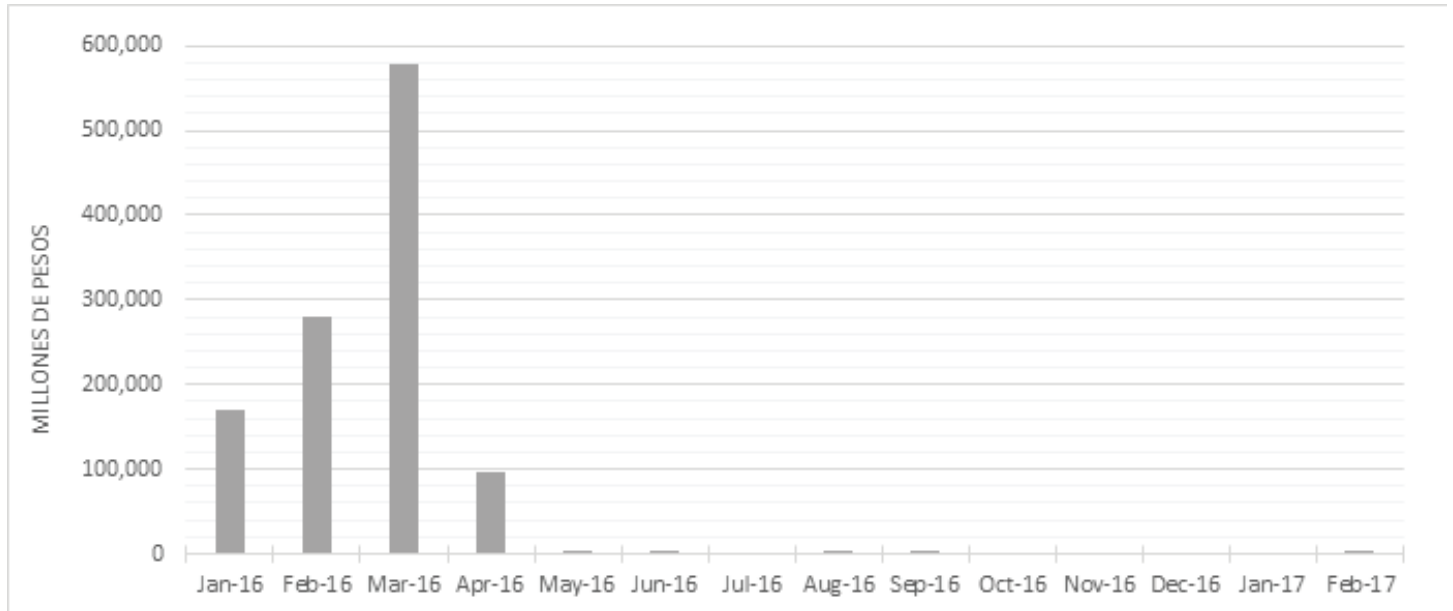
## Precios equivalentes a los que Colombia ha transado con Ecuador



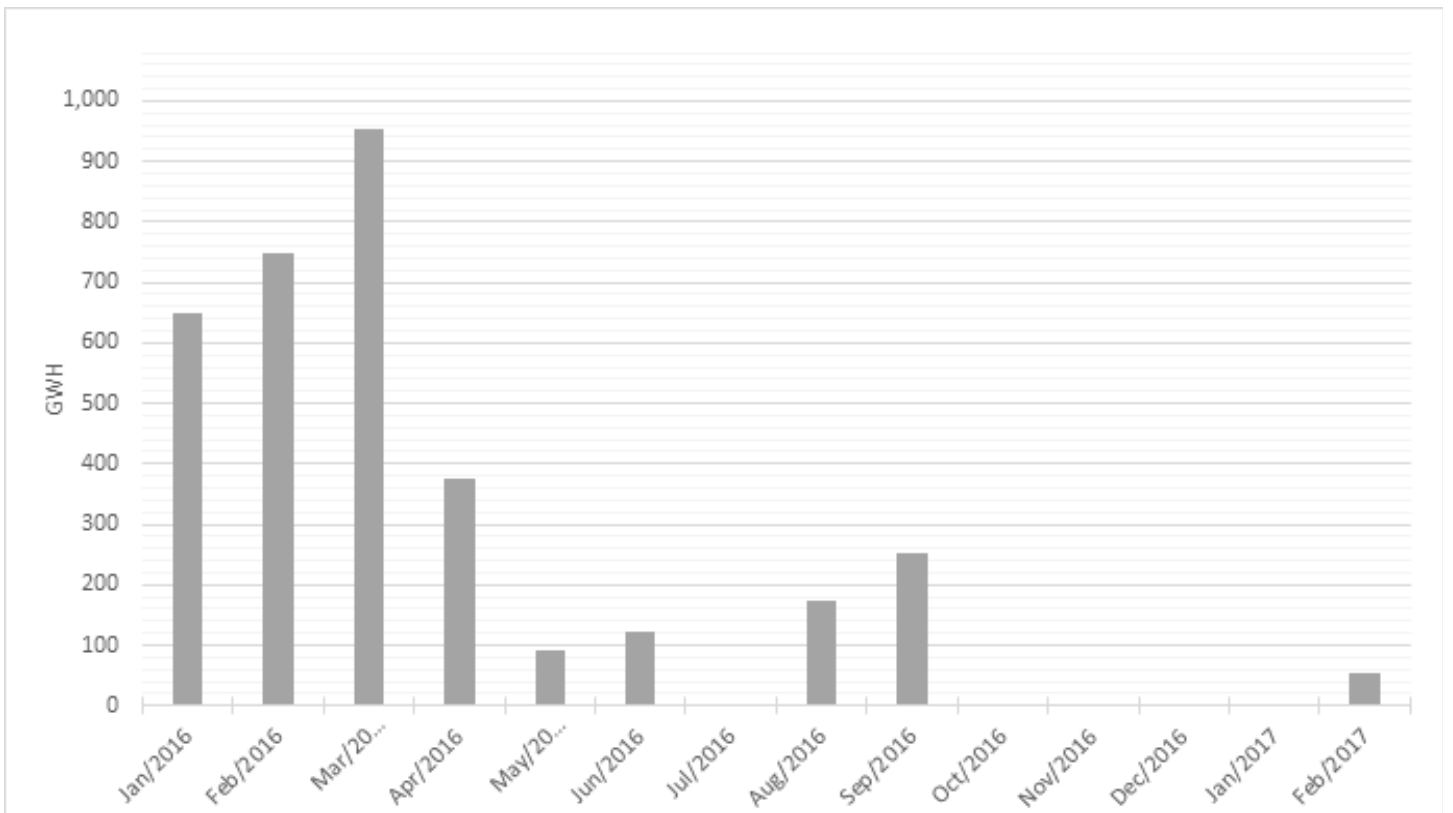
Gráfica 1. Precios equivalentes a los que Colombia ha transado con Ecuador

## Desviaciones mensuales de OEF

Gráfica 1. Desviaciones de OEF en millones de pesos



Gráfica 2. Desviaciones de OEF en GWh



En las gráficas anteriores, se presenta el dinero liquidado por concepto de desviaciones de OEF - Obligaciones de Energía Firme por mes. El valor de las desviaciones totales para el año 2017 fue de 2.25 millones de pesos, correspondientes a una desviación de 53.2 GWh, mientras que en el 2016 fue de 1,023,083 millones de pesos, lo que correspondía a una desviación de energía de 3,367.3 GWh. Lo anterior se debe a que en el 2017 sólo se presentó un día en que el precio de bolsa superó el precio de escasez; y para el año 2018, en ningún periodo el precio de bolsa superó el precio de escasez de activación.







## Restricciones

### ¿Cómo inicio el 2018?

El Sistema Interconectado Nacional inició el año 2018 con 8 subáreas operativas en estado de emergencia: Atlántico, Córdoba-Sucre, GCM, Bolívar, Boyacá-Casanare, Caquetá, Santander y Putumayo. Lo anterior debido a que al menos una contingencia sencilla de los elementos de red generaba desatención de demanda.

### Proyectos de transmisión que entraron en operación en 2018

En el transcurso del año 2018 entraron en operación 42 proyectos de expansión repartidos así: 4 proyectos mediante la figura de convocatoria en el STN, 2 proyectos mediante figura de convocatoria en el STR, 20 proyectos adicionales en el STR, 14 proyectos de generación menor y 2 proyectos de generación despachada centralmente.

De los proyectos de expansión se destacan los siguientes:

- Rio Córdoba STN y STR: Mejoró la confiabilidad ante contingencias de la red del STR de la subárea GCM, mediante la entrada en operación de un nuevo punto de conexión al STN en la subestación Rio Córdoba.
- Caracolí STN: Eliminó restricciones asociadas a la exportación de la subárea Atlántico en escenarios de alta generación térmica y permitirá la entrada en operación de un nuevo punto de conexión en la subárea con el proyecto Caracolí STR.
- San Lorenzo - Sonsón 110 kV: Aumentó la confiabilidad de demanda que era atendida de forma radial.
- Segundo transformador Enea 230/115 kV y segundo transformador Hermosa 230/115 kV: Disminuyeron las congestiones de transformación 230/115 kV en la subárea CQR, permitiendo mayor flexibilidad en la operación y en la pro-



gramación de mantenimientos.

- Amalfi – La Cruzada: Aumentó la confiabilidad de demanda que era atendida de forma radial.
- Segundo circuito Bolívar – Cartagena 220 kV: Eliminó restricciones de límite de importación de la subárea Bolívar.
- Subestación Nueva Montería 110 kV: Sin impacto en restricciones hasta la entrada en operación de Montería 220 kV.
- Circuitos Bosa - Nueva Esperanza 2 115 kV y Nueva Esperanza - Techo 115 kV: Descongestionan la red del STR del suroccidente de Bogotá.
- Línea Ayacucho – Nueva Aguachica 115 kV: Aumentó la confiabilidad de demanda que era atendida de forma radial.
- Reconfiguración doble circuito Esmeralda - La Rosa 115 kV: Aumentó la confiabilidad de la subestación Hermosa 115 kV debido al cambio de tensión del circuito Esmeralda – Hermosa de 115 kV a 230 kV.

## Otras acciones realizadas

### Coordinación del mantenimiento de la central Guavio

Entre el 15 de octubre al 17 de noviembre de 2018 se tuvo mantenimiento de la central de generación Guavio de 1240 MW, central que representa aproximadamente el 40% de la seguridad del área Oriental. Por lo anterior, se llevaron a cabo distintas acciones coordinadas conjuntamente entre XM y los distintos agentes del área, las cuales se listan a continuación:

- Estudios especiales de protección sistémica: Rechazo Automático de Generación, RAG, en Chivor.
- Reconfiguración en subestaciones, apertura de circuitos, traslado de cargas, entre otros.
- Elaboración de planes de contingencia ante indisponibilidades críticas adicionales de generación/transmisión.
- Coordinación de mantenimientos en el área Oriental.

El mantenimiento culminó de manera exitosa y las condiciones de riesgo fueron gestionadas y controladas.

### Gestión de medidas operativas para minimizar riesgo de desatención de demanda en el área Caribe

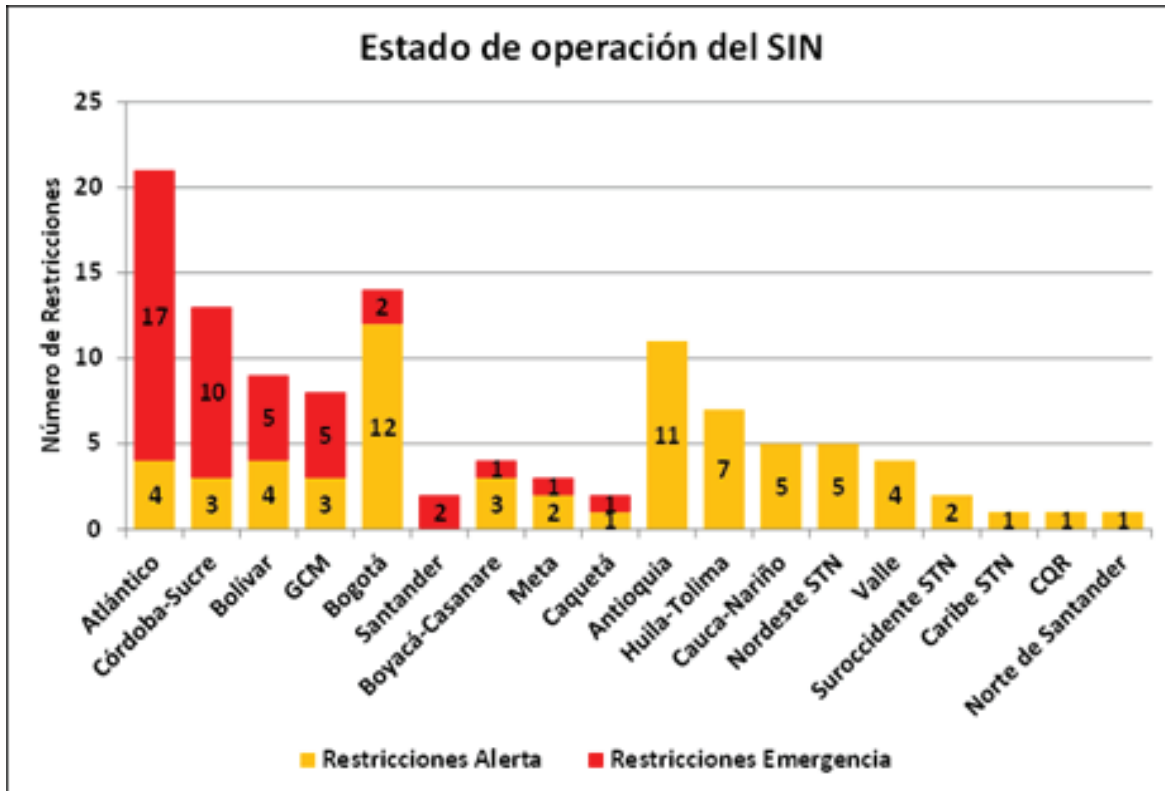
Revisión de la suficiencia de los esquemas suplementarios de protección debido al crecimiento de la demanda y a los cambios topológicos producto a la entrada de diferentes proyectos de expansión. Una vez revisada la suficiencia se interactuó con el operador de red para que gestionara los cambios necesarios en los esquemas suplementarios.

### Análisis de mantenimientos de alto impacto

Se analizaron mantenimientos de red de alto impacto para el sistema, especialmente los mantenimientos necesarios para la entrada en operación de diferentes proyectos de expansión como Caracolí 110 kV y obras asociadas y la reconfiguración de circuitos en la subárea CQR.

## ¿Cómo finalizó el 2018?

El efecto combinado del crecimiento de la demanda y de la entrada en operación de algunos proyectos de expansión, aumentaron y disminuyeron el número de restricciones en las subáreas respectivamente. Como resultado neto, al finalizar el año 2018 se tenían identificadas 113 restricciones, de las cuales 69 son restricciones de alerta y 44 son restricciones de emergencia. El Sistema Interconectado Nacional finalizó el año 2018 con 9 subáreas operativas en estado de emergencia: Atlántico, Córdoba-Sucre, GCM, Bolívar, Bogotá, Boyacá-Casanare, Caquetá, Santander y Meta.



Gráfica 22

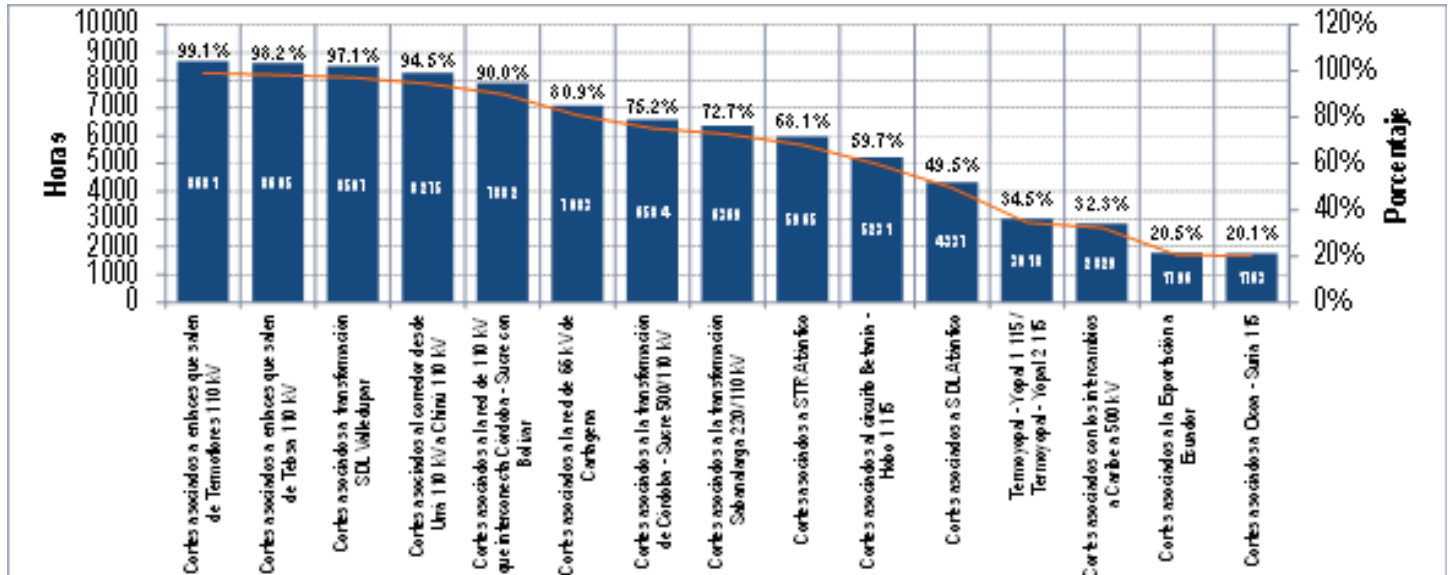
## Restricciones activas en 2018

Al analizar de forma estadística los principales cortes activos desde la operación en el año 2018 se observan agotamientos reiterados de la capacidad de transmisión.

El análisis parte de los archivos de recomendaciones eléctricas que produce de forma diaria el análisis eléctrico del Despacho. En estos archivos se reportan, con resolución horaria, los conjuntos de activos por los cuales se transfiere la máxima cantidad de potencia, los cuales se denominan cortes activos.

Luego de procesar y agrupar estos archivos se obtiene para cada uno de los cortes la cantidad de tiempo que estuvieron activos, los cuales a su vez se ordenan de forma descendente buscando enfocar el análisis en los cortes que evidencian una mayor participación durante el año.

En la Gráfica 23 y en la Tabla 5 se presenta la participación de los quince primeros cortes activos durante el año 2018.



Gráfica 23

Tabla 5

Número	Corte	Horas	Porcentaje
1	Cortes asociados a enlaces que salen de Termoflores 110 kV	8681	99.1%
2	Cortes asociados a enlaces que salen de Tebsa 110 kV	8605	98.2%
3	Cortes asociados a transformación SDL Valledupar	8507	97.1%
4	Cortes asociados al corredor desde Urrá 110 kV a Chinú 110 kV	8275	94.5%
5	Cortes asociados a la red de 110 kV que interconecta Córdoba - Sucre con Bolívar	7882	90.0%
6	Cortes asociados a la red de 66 kV de Cartagena	7083	80.9%
7	Cortes asociados a la transformación de Córdoba - Sucre 500/110 kV	6584	75.2%
8	Cortes asociados a la transformación Sabanalarga 220/110 kV	6369	72.7%
9	Cortes asociados a STR Atlántico	5965	68.1%
10	Cortes asociados al circuito Betania - Hobo 115	5231	59.7%
11	Cortes asociados a SDL Atlántico	4337	49.5%
12	Termoyopal - Yopal 1 115 / Termoyopal - Yopal 2 115	3018	34.5%
13	Cortes asociados con los intercambios a Caribe a 500 kV	2829	32.3%
14	Cortes asociados a la Exportación a Ecuador	1796	20.5%
15	Cortes asociados a Ocoa - Suria 115	1763	20.1%

## ¿Qué se espera para 2019?

Para el año 2019 se espera la entrada de los siguientes proyectos de gran impacto para la operación del SIN:

- Reemplazo del transformador Tebsa 220/110 kV de 180 MVA por un transformador de 100 MVA, quedando tres transformadores de igual capacidad y traslado de la generación Termobarranquilla al barraje 220 kV de la subestación TEBSA: Este proyecto permitirá disminuir la corriente de corto circuito monofásica y trifásica en la subestación Tebsa 110 kV.
- Tercer transformador Bosque 150 MVA 220/110/66 kV: Aumenta la capacidad de transformación de la subárea Bolívar. Aumenta la flexibilidad operativa ante mantenimientos de los transformadores en paralelo.
- Subestación Montería 230 kV: Mejora el perfil de tensiones de la subárea, elimina restricciones asociadas al corredor entre Chinú y Urrá 110 kV y la N-1 del transformador de Cerro 500/230 kV. Mitiga la restricción asociada a los transformadores de Chinú 500/110 kV.
- Tercer transformador de Valledupar 220-34.5 kV: Elimina el riesgo de desatención de demanda ante contingencia de uno de los transformadores en paralelo.
- S/E Antioquia 500 kV y S/E Medellín y activos asociados: Este proyecto permitirá la integración al sistema de la planta de generación de Hidro Ituango. Adicionalmente, permite disminuir el requerimiento de unidades en el área Caribe y aumentar en 100 MW aproximadamente el límite de importación.
- Nueva subestación Norte 110 kV, transformador Nueva Barranquilla 220/110/13.8 kV, línea Norte-Nueva Barranquilla 110 kV: La nueva subestación Norte permitirá hacer traslados de carga al interior de la subárea Atlántico, mejorando la flexibilidad operativa y descongestionando la red del STR actual.
- Segundo circuito Chinú – Boston 110 kV: La entrada en operación de este proyecto descongestionará el actual circuito Chinú – Boston 1 110 kV, el cual presenta altos niveles de carga en el estado normal de operación.
- Subestación San Antonio 230 kV con dos bahías de línea y dos bahías de transformación, transformadores Suamox 2x150 MVA 230/115 kV (Ampliación transformación en San Antonio) y SE Suamox 115 kV: Este nuevo punto de inyección en la subárea Boyacá-Casanare eliminará las congestiones existentes en la transformación 230/115 kV de la subárea y mejorará el perfil de tensiones de la red.
- Segundo transformador Altamira 150 MVA 220/115 kV: Este elemento aliviará la alta carga en condición normal de operación del actual transformador Altamira 230/115 kV 1.
- SE Armenia 220 kV, Transformador Armenia 150 MVA 230/115 kV y Tercer transformador Esmeralda 90 MVA 230/115/13.8 kV: La entrada de estos proyectos le brinda a la subárea CQR nuevos puntos de conexión al STN, permitiendo descongestionar la transformación 230/115 kV.
- Subestación Caracolí 110 kV y obras asociadas. Transformadores Caracolí 220/110 kV 2 x150 MVA: La entrada de este proyecto le entrega a la subárea Atlántico un nuevo punto de conexión al STN que permitirá descongestionar los corredores entre Tebsa 110 kV y Flores 110 kV, aumentando la flexibilidad operativa y disminuyendo los riesgos de desatención de demanda ante contingencias en la red.



- Subestación Palenque 230 kV y transformación Palenque 2x150 MVA 230/115 kV: Este nuevo punto de conexión en la subárea Santander, descongestionará el corredor a 115 kV entre las subestaciones Palos 115 kV y Bucaramanga 115 kV, eliminando el riesgo de desatención de demanda ante contingencias en la red.
- Subestación Suria 230 kV y transformación Suria 230/115 kV – 2x150 MVA: El refuerzo de la transformación en la subárea Meta y el punto de conexión en la subestación Suria 115 kV, eliminará las altas cargas que se observan actualmente en el circuito Ocoa – Suria 115 kV.
- Tercer transformador Sogamoso 500/230 kV. Este elemento le brinda flexibilidad a la red del STN del área Nordeste y descongestionará la transformación en la subestación Sogamoso en escenarios de alta generación del área.
- Tercer y cuarto transformador en la subestación Barranca 230/115 kV 90 MVA: El refuerzo del punto de conexión en la subestación Barranca 115 kV descongestionará los transformadores actuales y brindará mayor flexibilidad operativa en la programación de mantenimientos de transformación.
- Segundos circuitos San Antonio - El Huche 115 kV, El Huche - Boavita 115 kV: Aumenta la confiabilidad del corredor actual que tiene topología radial.
- Segundo circuito Puerto López - Puerto Gaitán 115 kV: Aumenta la confiabilidad del corredor actual que tiene topología radial.
- Refuerzo eléctrico de La Guajira: líneas Río-hacha - Maicao 110 kV y Río-hacha - Cuestecitas 110 kV: Este proyecto aumenta la confiabilidad de las subestaciones Riohacha y Maicao las cuales son atendidas actualmente de manera radial.
- Cambio San José 57.5 kV a 115 kV y repotenciación línea Gorgonzola - Tveraguas 57.5 kV de 600A a 800A: Este proyecto eliminará restricciones de sobrecarga que se presentan actualmente en la red de 57.5 kV en la subárea Bogotá.
- SE Muisca 115/34.5 kV y reconfiguración líneas existentes: Este proyecto aumentará la flexibilidad operativa de la red del STR en Boyacá y brindará mayor confiabilidad en la atención de la demanda.

Con la entrada oportuna de los proyectos de expansión esperados en el año 2019, se espera una reducción en el número de restricciones del SIN, aumentando la flexibilidad operativa y la seguridad del sistema para una operación confiable y económica.

## Costo Unitario de Restricciones

Durante el 2018 el costo total de restricciones, sin incluir alivios, fue de \$ 1,803.5 miles de millones de pesos, 44% más que en 2017 (\$1,252.6 miles de millones de pesos). El costo unitario de las restricciones antes de aplicar los demás conceptos contemplados en la resolución CREG 119 de 2007, calculado como la razón entre el costo total anual de restricciones y la cantidad total de demanda que paga restricciones (demanda comercial de los comercializadores, demanda comercial de la generación embebida y la demanda real TIE), fue en promedio de 28.8 \$/kWh para 2018 y de 21.7 \$/kWh para 2017.

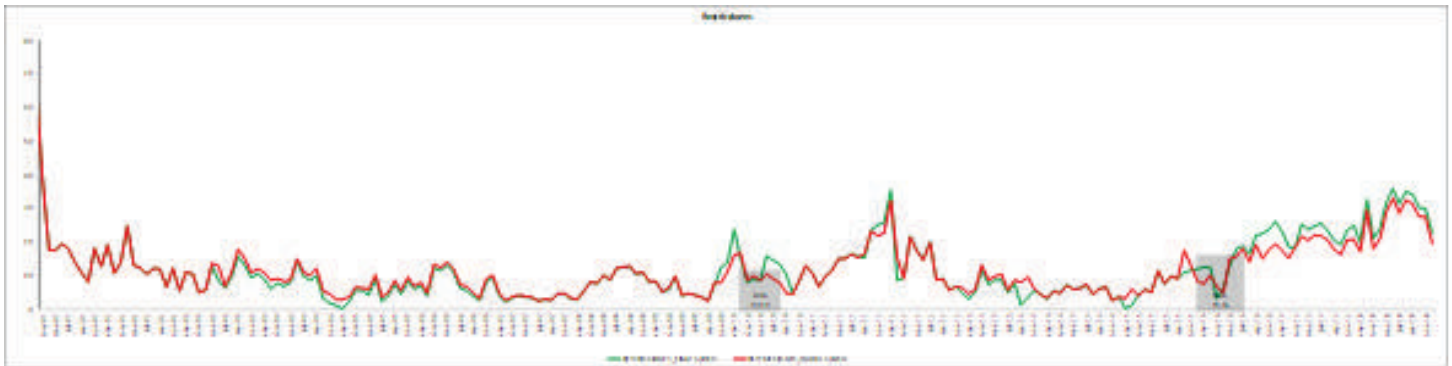
Para el año 2018, el máximo valor del costo unitario de restricciones se presentó en el mes de mayo con un valor de 35.8 \$/kWh, y el valor mínimo en el mes de enero con un valor de 19.3 \$/kWh.

Durante el año 2018 costo unitario de restricciones se mantiene elevado. Esto se explica princi-

palmente a la liquidación de la resolución CREG 062 de 2013, que corresponde al ingreso regulado de OPACGNI, el cobro indicado en la Resolución CREG 178 de 2015 para remunerar la opción de las plantas térmicas que operaron con combustibles líquidos durante el fenómeno del niño 2015-2016 y el programa de ahorro de la resolución CREG 029 de 2016. Adicionalmente, se presentaron valores a favor de la disminución de las restricciones por la subasta de reconfiguración realizada en el 2017. Para el año 2018, el valor de las restricciones incluyendo alivios fue de \$1,996.35 miles de millones de pesos, 37.3% más que en el 2017.

Cabe considerar que a partir del mes de octubre del 2018 se empezaron a terminar las cuotas indicadas en la Resolución CREG 178 de 2015, las cuales finalizan completamente en el mes de abril del 2019. Esto explica la disminución de las restricciones finales desde el mes de octubre con respecto a los meses anteriores.

**Gráfica 1. Costo unitario de restricciones \$/kWh**



\* El precio de restricciones iniciales y finales en pesos constantes de diciembre del 2018

## Costos unitarios del balance de restricciones

**Gráfica 1. Costos unitarios del balance de Restricciones**





## Remuneración del transporte de energía eléctrica

### Liquidación y administración de cuentas por uso de las redes del SIN

Los valores liquidados por concepto de servicios asociados correspondientes a la Liquidación y Administración de Cuentas – LAC -, antes de cualquier descuento, son pagados por los Transmisores Nacionales - TN - y Operadores de Red - OR - en proporción a sus respectivos ingresos, de acuerdo con lo establecido con la Resolución CREG 174 de 2013. En la tabla 1 se muestra el valor facturado por este concepto durante el año 2018.

**Tabla 1. Valor facturado por servicio LAC (no incluye IVA)**

	Transmisores Nacionales (\$)	Operadores de Red (\$)	Total (\$)
<b>Total</b>	12,683,372,021	2,353,207,573	15,036,579,594

### Cargos por uso

#### Cargos por uso del STN

En la Tabla 1 se presenta el total facturado a los agentes generadores y comercializadores por concepto de cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional-STN en 2017 y 2018.



**Tabla 1. Cargos por uso del STN**

Agentes	Cargos	2017	2018
Comercializador/Generador	Pago Bruto (1)	\$1,881,470,290,089	\$2,122,020,250,693
	Compensación (2)	\$863,120,861	\$1,638,796,728
	Neto (3)	\$1,880,607,169,228	\$2,120,381,453,965

(1) Pago Bruto: Es el valor liquidado a los agentes comercializadores y generadores por concepto de cargos por Uso del STN.

(2) Compensación: Es el valor a descontar al Ingreso Regulado de los Transmisores Nacionales en caso de que los activos que éstos representan no haya cumplido con los índices de calidad exigidos en la resolución CREG 011 de 2009. Por tanto, las compensaciones son un valor menor a pagar por parte de los comercializadores.

(3) Neto: Es el valor facturado a los agentes comercializadores y generadores por concepto de cargos por Uso del STN, e igualmente es el valor a recibir por parte de los agentes Transmisores Nacionales.

Por el concepto de cargos por uso del STN se facturó durante el año 2018 un valor neto total de \$2,120,381,453,965, valor que incluye las contribuciones (FAER, PRONE y FOES).

## Cargos por uso del STR

En la Tabla 2 se presenta el valor total bruto y neto liquidado a los agentes comercializadores por concepto de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional STR en 2017 y 2018.

Año	Concepto	Comercializadores STR Norte (\$)	Comercializadores STR Centro Sur (\$)
2017	Liquidación Bruta	287,313,871,577	942,059,226,013
	Compensaciones	961,709,780	4,220,124,514
	Liquidación Neta	286,236,896,264	937,702,914,391
2018	Liquidación Bruta	306,772,835,216	986,302,706,535
	Compensaciones	1,084,168,835	4,697,935,676
	Liquidación Neta	305,696,828,214	981,567,594,652

## Compensaciones en el STN y STR

En la siguiente tabla, se presenta el comportamiento de las compensaciones en el Sistema de Transmisión Nacional durante el año 2018

**Tabla 3. Compensaciones en el STN**

Mes	Compensaciones en el STN Millones (\$)
ene-18	26
feb-18	61
mar-18	29
abr-18	55
may-18	131
jun-18	141
jul-18	37
ago-18	222
sep-18	776
oct-18	86
nov-18	47
dic-18	29

En la Tabla 4, se presenta el comportamiento de las compensaciones en el Sistema de Transmisión Regional durante el año 2018.

**Tabla 4. Compensaciones en el STR**

Mes	Compensaciones en el STR Millones (\$)
ene-18	266
feb-18	321
mar-18	634
abr-18	729
may-18	449
jun-18	891
jul-18	446
ago-18	414
sep-18	372
oct-18	575
nov-18	467
dic-18	218



Los valores mostrados en las tablas anteriores son calculados según lo establecido en las Resoluciones CREG 097 de 2008, 011 de 2009, 093 de 2012 y 094 de 2012.

Esta metodología considera los siguientes elementos para el cálculo de las compensaciones: Incumplimiento de metas, catástrofes naturales o actos de terrorismo y energía no suministrada o por dejar no operativos otros activos.

### Cargos por uso del Sistema de Distribución Local – SDL

En la Tabla 5 se presenta el total de los Ingresos Reconocidos e Ingresos ADD, para las Áreas de Distribución Oriente, Occidente, Sur y Centro para los niveles de tensión 1, 2 y 3 durante el año 2018.

**Tabla 5. Ingresos ADD e Ingresos Reconocidos**

	2018 - Sin Dic	
	Ingreso ADD	Ingreso Reconocido
<b>ADD Oriente</b>	1,573,738,372,579	1,577,606,714,431
<b>ADD Occidente</b>	693,062,746,145	693,440,924,170
<b>ADD Sur</b>	225,603,717,972	226,863,233,169
<b>ADD Centro</b>	1,648,312,350,012	1,652,679,517,435
<b>Total</b>	4,140,717,186,708	4,150,590,389,205

Durante el año 2018, ninguna área de distribución estuvo en etapa de transición, por lo tanto, en cada una de ellas, se está calculando actualmente un cargo unificado para cada nivel de tensión.

Durante los meses de febrero y agosto de 2018, de acuerdo con el plazo regulado, se publicaron los índices de relación de ingresos y la distribución de ingresos establecidos mediante la Resolución CREG 133 de 2013.

### Valores históricos liquidados y facturados por el LAC

En la Tabla 1 se presenta el total de los valores liquidados y facturados por el Liquidador y Administrador de Cuentas – LAC desde 1995 hasta 2018.

**Tabla 1. Valores Históricos liquidados y facturados por el LAC**

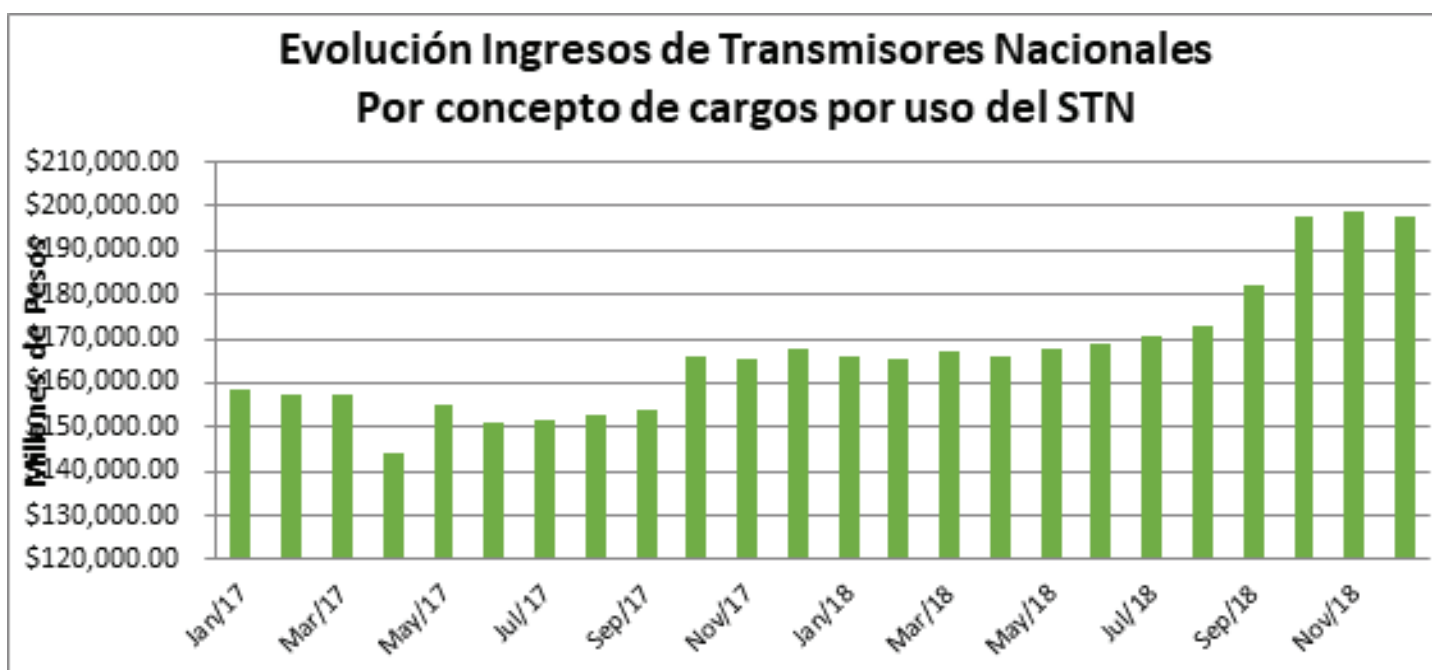
Año	Cargos por Uso STN Facturado (\$ Dic 2018)	Cargos por Uso STR Facturado (\$ Dic 2018)	Cargos por Uso STR Liquidado (\$ Dic 2018)	Áreas de Distribución (ADD) Liquidado (\$ Dic 2018)
1995	166,829,562,697			
1996	238,454,044,668			
1997	341,459,400,081			
1998	427,191,254,616			
1999	515,307,167,388			
2000	618,262,079,960			
2001	696,438,810,007			
2002	739,219,754,224			
2003	840,106,266,321	247,449,698,223		
2004	894,434,508,683	749,245,765,459		
2005	924,765,815,084	834,352,615,501		
2006	961,296,469,743	827,823,844,310		
2007	997,165,946,176	836,242,274,441		
2008	1,204,964,099,019	797,438,178,979	78,167,518,049	581,463,528,412
2009	1,251,763,008,242		907,363,959,335	1,202,205,227,466
2010	1,261,674,971,800		929,780,488,326	1,550,838,384,373
2011	1,313,610,273,852		995,339,505,767	1,906,930,320,408
2012	1,329,064,287,708		1,013,789,848,455	2,975,420,030,928
2013	1,347,806,993,321		1,013,780,380,184	3,478,631,636,564
2014	1,332,605,512,778		1,003,869,135,087	3,231,165,467,770
2015	1,516,468,074,949		1,083,492,846,175	3,563,861,517,165
2016	1,808,555,944,067		1,131,375,807,135	3,884,415,393,943
2017	1,880,607,169,228		1,223,939,810,655	3,957,685,078,276
2018	2,120,381,453,965		1,287,264,422,866	4,140,717,186,708
<b>Total</b>	<b>24,728,432,868,577</b>	<b>4,292,552,376,913</b>	<b>10,668,163,722,034</b>	<b>30,473,333,772,013</b>

## Ingresos netos

### Ingresos netos de Transmisores Nacionales

La evolución de los ingresos netos de los Transmisores Nacionales por concepto del cargo por uso se muestra en el Gráfico 1.

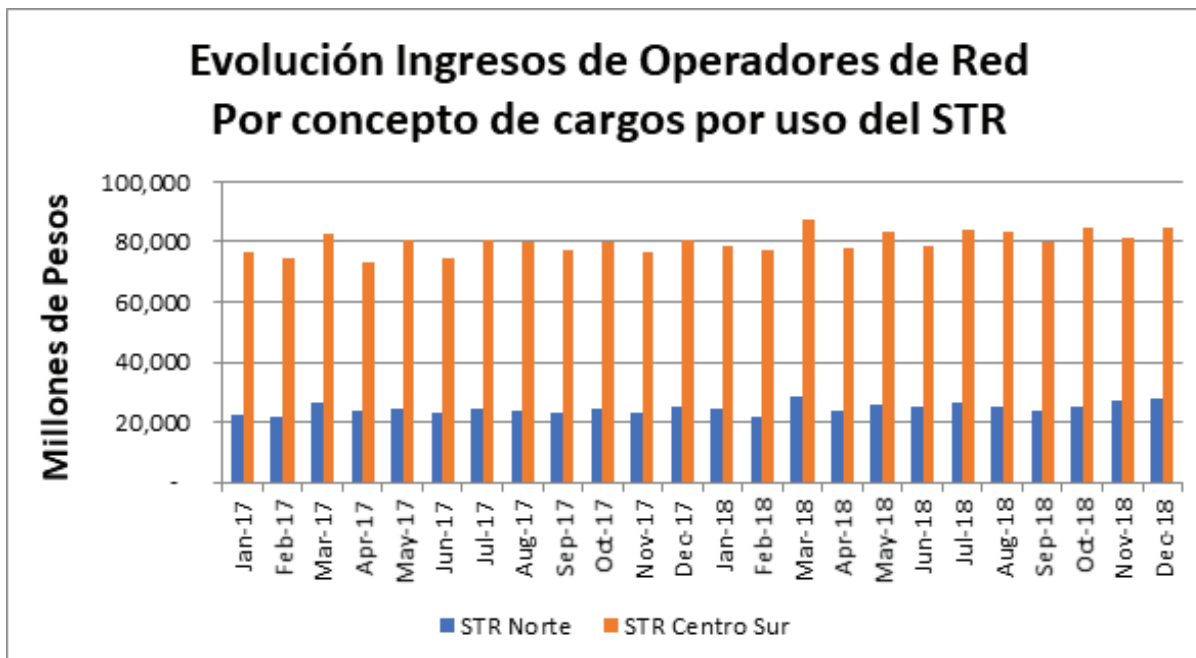
**Gráfico 1. Evolución de los ingresos netos de Transmisores Nacionales por cargos por uso STN (2017 y 2018)**



### Ingresos netos de Operadores de Red

El Gráfico 2 muestra la evolución de los ingresos por concepto de cargos por uso de los STR, en el cual se ven reflejados los efectos de las disposiciones establecidas en las Resoluciones CREG 097 y 133 de 2008. Los valores de la liquidación durante el año 2018 presentaron un valor neto de \$ 1,287,264,422,866 pesos, distribuidos en \$ 305,696,828,214 pesos para el STR Norte y \$ 981,567,594,652 pesos para el STR Centro Sur.

Gráfico 2. Evolución de los ingresos de los Operadores de Red por cargo uso del STR – 2017 y 2018

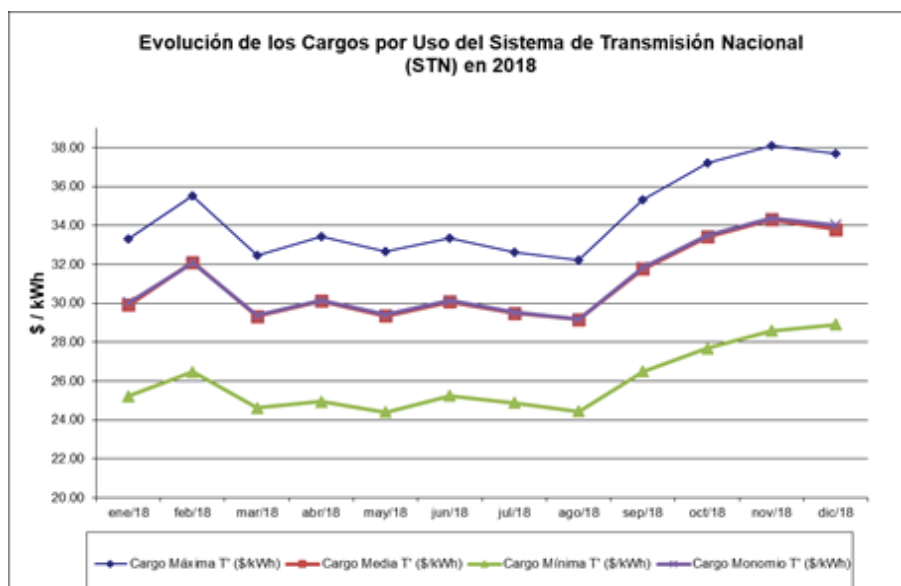


## Liquidación de los Cargos por uso

### Cargos por uso STN (\$/KWh)

El Gráfico 1 muestra la evolución de los cargos por uso del STN, en \$/kWh para el Sistema de Transmisión Nacional, durante el año 2018.

Gráfico 1. Evolución de los cargos por uso del STN

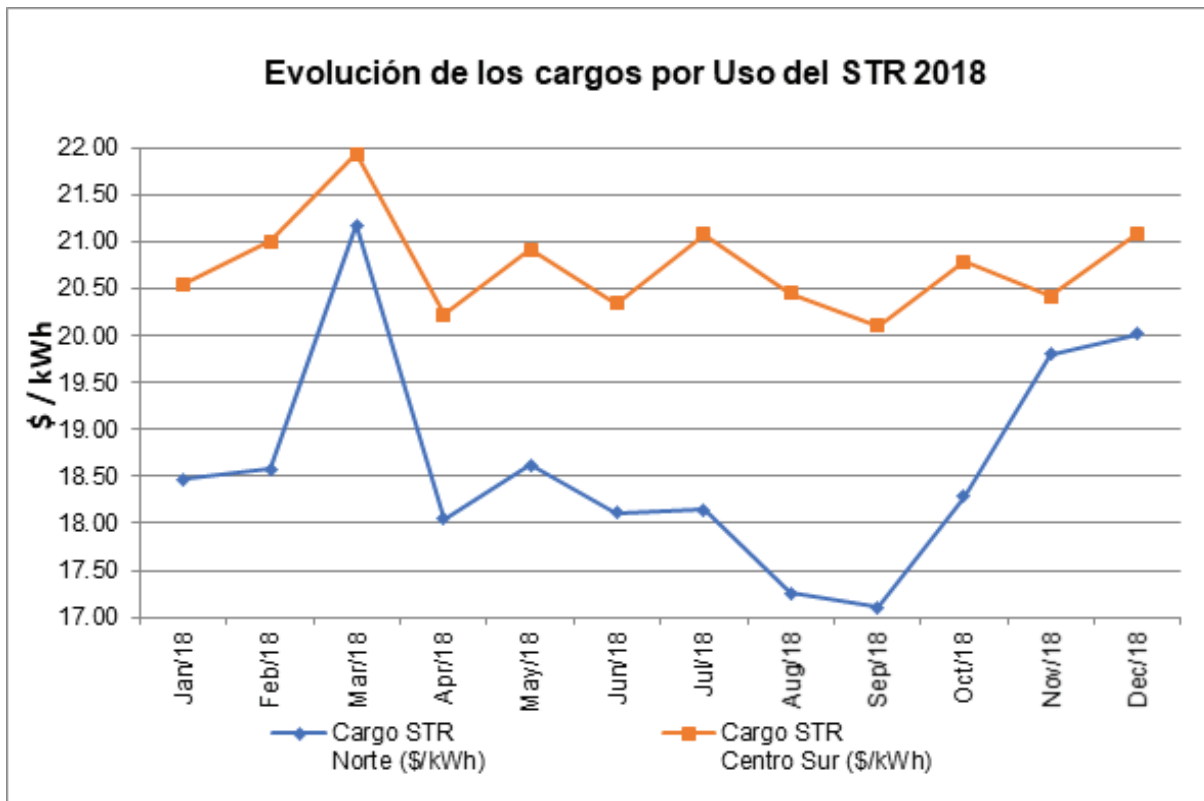


A partir del mes de septiembre de 2018, se observa que se presenta un incremento en el cargo del STN, lo anterior principalmente debido al inicio de la remuneración de cinco (5) convocatorias UPME.

### Cargos por uso STR(\$/KWh)

El Gráfico 2 muestra la evolución de los cargos por uso del STR, en \$/kWh para los dos sistemas de transmisión regional, durante el año 2018.

**Gráfico 2. Evolución de los cargos por uso del STR**



En el primer trimestre del año 2018 se observa un aumento paulatino en el cargo del STR Norte, lo anterior debido fundamentalmente a la remuneración de los proyectos realizados por los transmisores regionales en este STR.

### Compensaciones en el STN y STR

El Gráfico 1 muestra la evolución de las compensaciones en el STN en millones de pesos, que fueron calculadas durante el año 2018.



Gráfico 1. Evolución de las compensaciones en el STN



El aumento en las compensaciones para el mes de septiembre se debe a la aplicación del acto administrativo de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, mediante el cual se determinó la Energía No Suministrada – ENS a cargo de un TN.

### Áreas de distribución, ADD

Los gráficos 1, 2, 3 y 4 muestran la evolución de los ingresos reconocidos e ingresos ADD, para las áreas de distribución Oriente, Occidente, Sur y Centro para los niveles de tensión 1, 2 y 3.

Gráfico 1. Evolución Ingreso Reconocido e Ingreso ADD 2018 - ADD Oriente

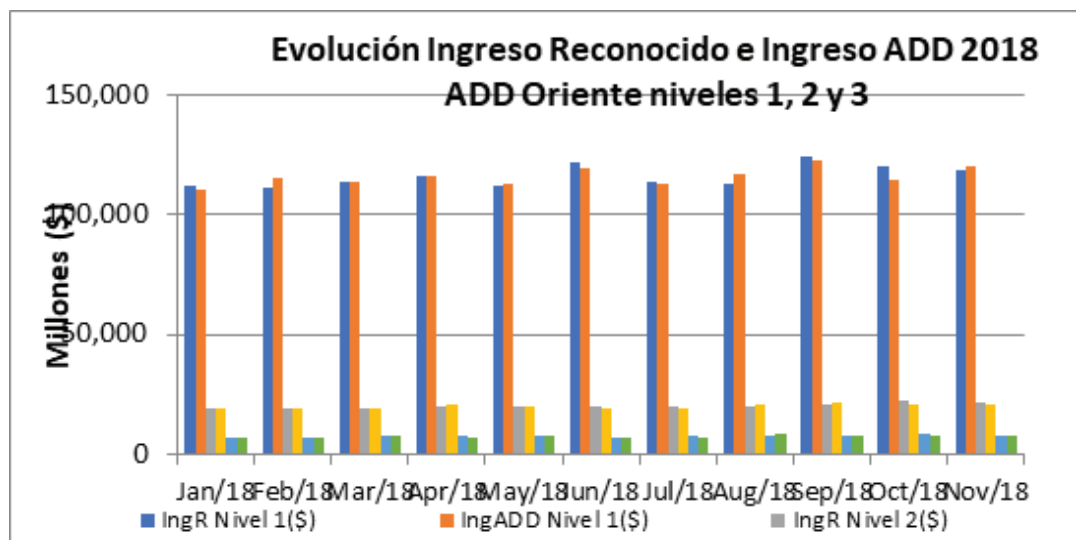


Gráfico 2. Evolución Ingreso Reconocido e ingreso ADD 2018 - ADD Occidente

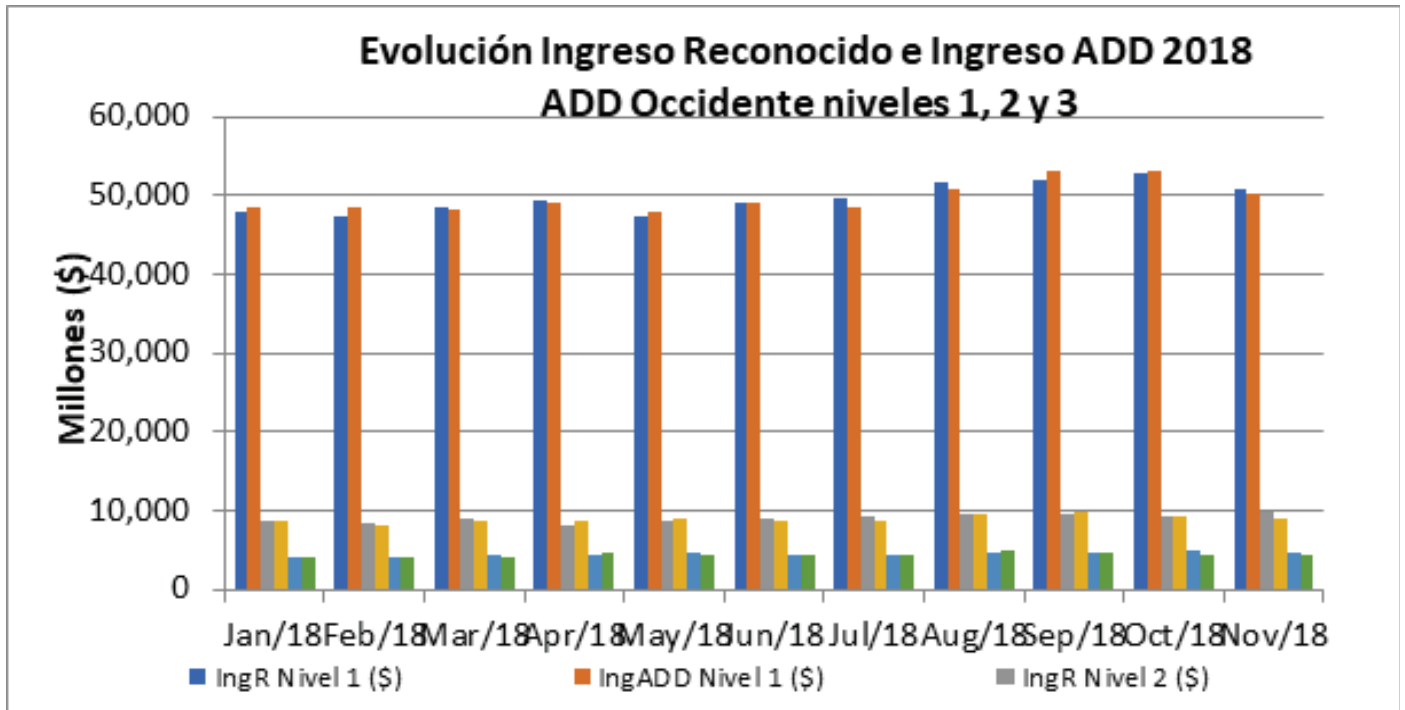


Gráfico 3. Evolución Ingreso Reconocido e ingreso ADD 2018 - ADD Sur

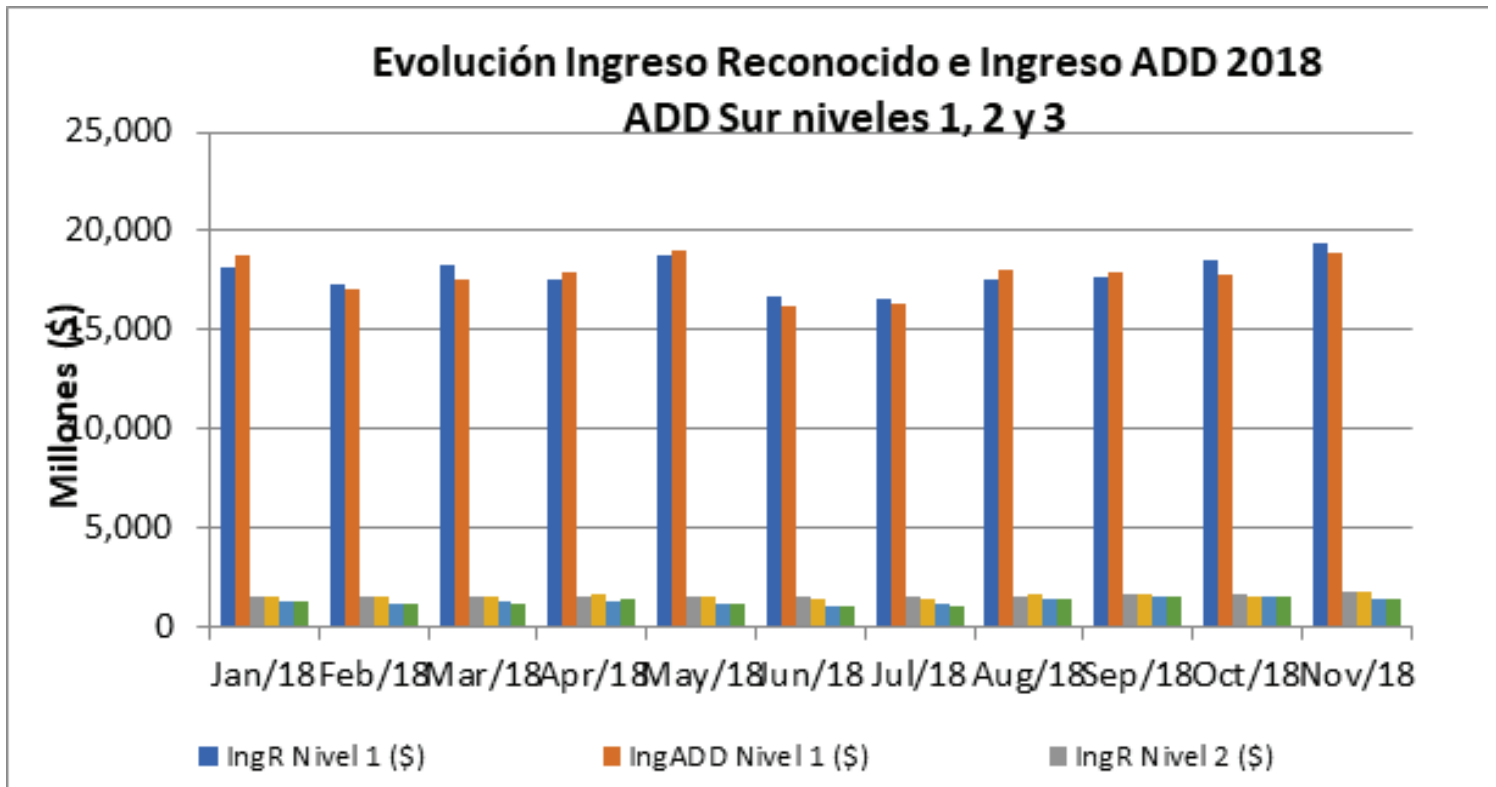
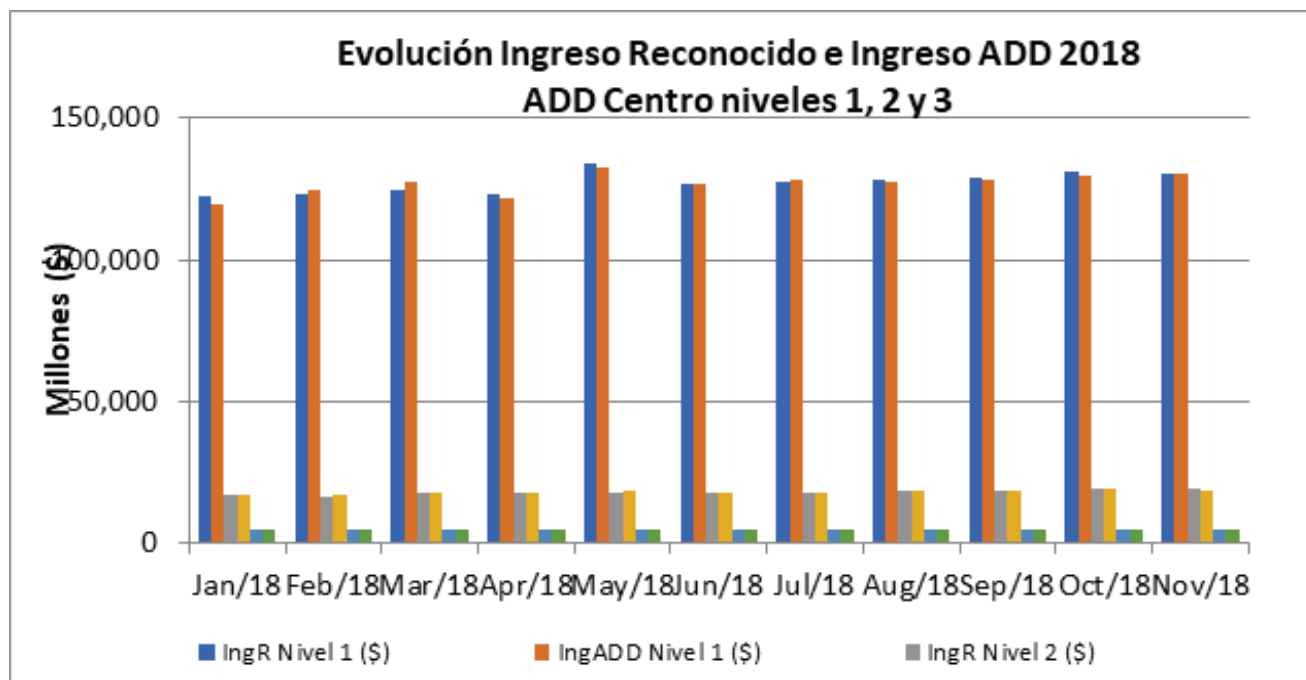


Gráfico 4. Evolución Ingreso Reconocido e ingreso ADD 2018 - ADD Centro



Las Áreas de Distribución – ADD, están conformadas tal como se presenta en la Tabla 1.

Tabla 1. Áreas de Distribución

ADD	Operador de Red
Oriente	CODENSA S.A. E.S.P. ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P. EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL ARAUCA
Occidente	CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P. COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. E.S.P. COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P. EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P. EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO S.A. E.S.P.
Sur	EMPRESA DE ENERGÍA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ S.A. E.S.P. EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P. ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P. EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P.
Centro	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P. EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO S.A. E.S.P. EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. RUITOQUE E.S.P.



## Administración financiera del mercado

### Capacidad de Respaldo de las Operaciones en el Mercado, CROM

La CROM es una medida de prevención importante del Mercado de Energía Mayorista (MEM) la cual busca garantizar que cada uno de los agentes se encuentre en capacidad de responder por los riesgos derivados de sus operaciones en el mercado y por consiguiente blindar al MEM ante un riesgo sistémico. Lo anterior se continúa evidenciando año a año y no muestra de ello es que posterior a su implementación no se han presentado eventos de esta naturaleza. Adicionalmente, el resultado de la Capacidad de Respaldo del total de los agentes garantiza la cobertura de la demanda total del sistema.

De otro lado, la implementación de las Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF – en las empresas del país tuvo un impacto importante en el cálculo de la CROM durante el año 2017. Dicha implementación generó que la in-

formación contable del corte de diciembre 2016 no estuviera disponible oportunamente en la plataforma de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, lo cual ocasionó que los cálculos de la variable Patrimonio Transaccional (PaT) no se pudieran actualizar con la nueva información de las empresas. Sin embargo, en octubre de 2017 la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG - emitió la resolución 146 de 2017 donde habilitaba a los agentes del mercado para actualizar el valor de la variable PaT si éstos habían realizado capitalizaciones a sus empresas después del 31 de diciembre de 2014 lo cual subsanó de alguna manera a ciertas empresas que se encontraba en una situación complicada por no poder actualizar su información financiera.

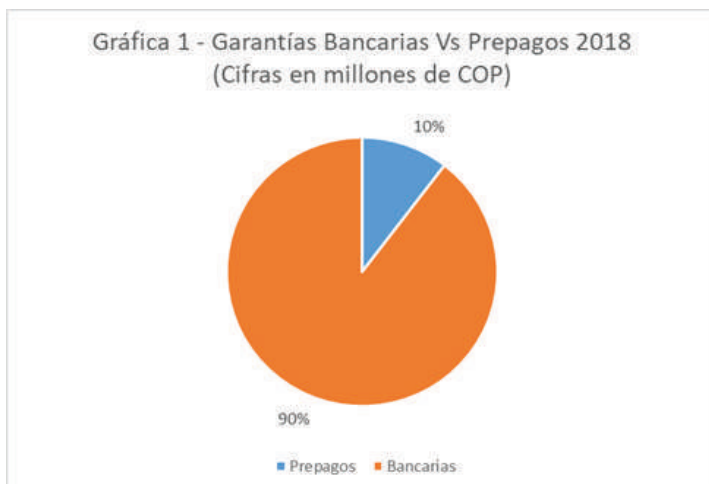
Adicionalmente a finales de 2018 la CREG publicó el proyecto de resolución 124 de 2018, en el cual se realizan modificaciones al cálculo de la variable PaT, con el fin de que pueda ser calculada con la información bajo NIIF, los tiempos y la forma en la que se reporta dicha variable al SUI, e introdujo otros ajustes al cálculo de la CROM. De acuerdo con la agenda regulatoria CREG, se espera que la resolución quede en firme para el segundo trimestre del año 2019.



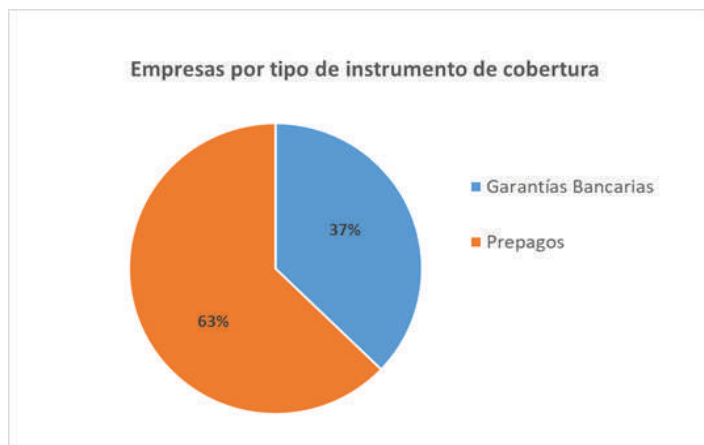
## Garantías nacionales e internacionales

### Garantías para respaldar las transacciones en el mercado nacional

En virtud de la Resolución CREG 158 de 2011, para el 2018 el 90% de las transacciones del mercado fueron respaldadas con garantías bancarias, otorgadas por 8 bancos nacionales por un valor de \$5.2 billones, mientras que el 10% restante fue respaldado por dinero en efectivo (prepagos) por un monto de \$607 mil millones, los cuales generaron rendimientos a una tasa de DTF – 0.2 en la cuenta custodia de cada agente.



En comparación con el año anterior, se presentó un aumento en los valores cubiertos con garantías bancarias. A corte del 31 de diciembre de 2018, 76 empresas usan prepagos para garantizar las transacciones del mercado, mientras otras 45 empresas usan las garantías bancarias como su instrumento de cobertura.

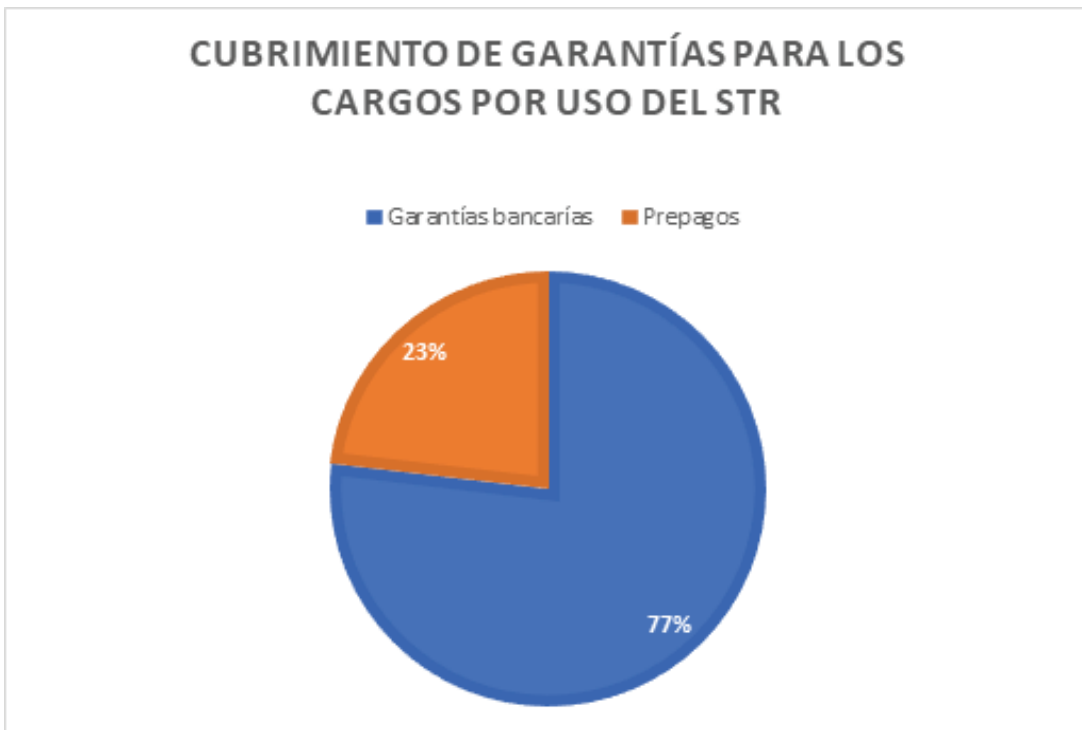


Gráfica 2. Número de empresas por tipo de instrumento de cobertura

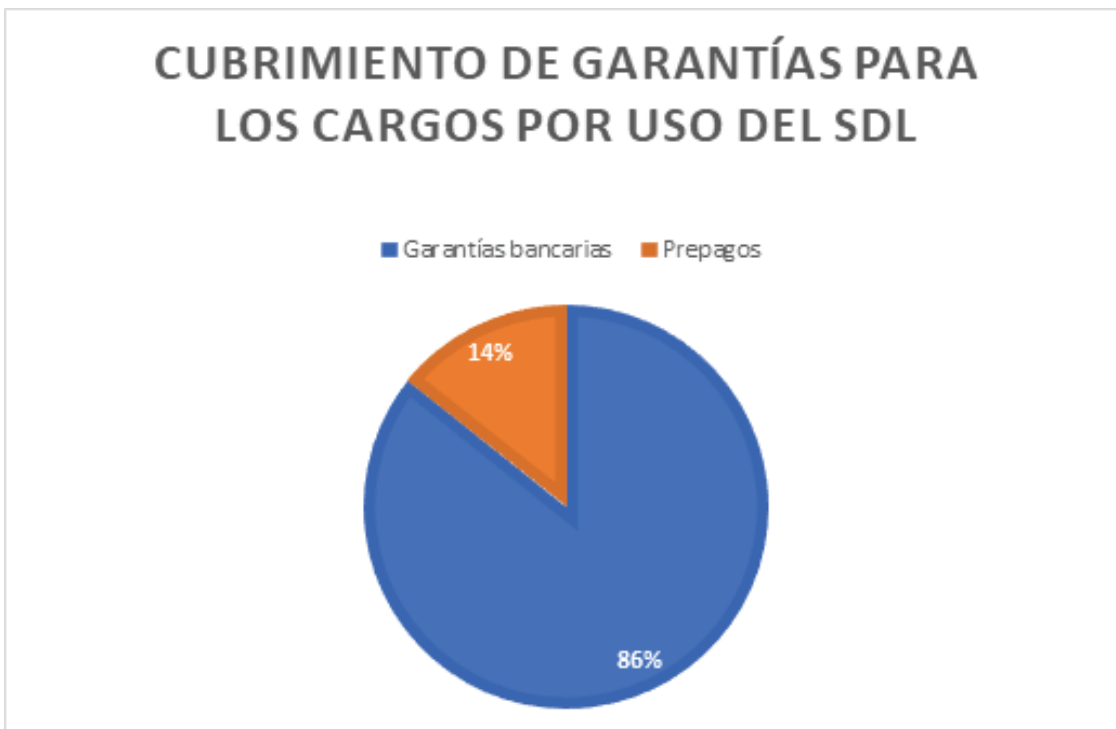
Adicionalmente, en cumplimiento de la resolución CREG 159 DE 2011, modificada por la resolución CREG 240 de 2015, se solicita a los comercializadores un promedio anual de \$86 mil millones de pesos por los cargos por uso del STR, mientras que por los cargos por uso del SDL se calculan garantías por valores cercanos a \$47 mil millones de pesos.

Estos valores de garantías se cubren mediante garantías bancarias presentadas al ASIC y/o mediante los denominados prepagos entregados directamente al OR, las siguientes gráficas presentan la participación porcentual de cada uno de las modalidades utilizadas para las coberturas en el valor total.

Gráfica 3. Valores garantizados para los cargos por uso del STR



Gráfica 4. Valores garantizados para los cargos por uso del SDL



## Garantías de conexión

Al 31 diciembre de 2018, se presentaron garantías correspondientes a la Resolución CREG 106 de 2006 por un valor de \$3,269 millones, para cubrir la reserva de capacidad de transporte de 32 plantas. Igualmente se presentaron garantías correspondientes a la Resolución CREG 022 de 2001, modificada mediante Resolución CREG 093 de 2007, por un valor de \$1.5 billones, para cubrir el cumplimiento de las obligaciones asociadas a 39 proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional. Adicionalmente, se presentaron garantías correspondientes a la Resolución CREG 024 de 2013, por un valor de \$90,077 millones, para cubrir las obligaciones asociadas a 20 proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Regional. Todas las garantías fueron otorgadas por bancos nacionales.

**Tabla 1. Garantías de Conexión (31 Dic 2018) cifras en Millones COP**

Resolución	Valor
Res CREG 106	\$ 3,269
Res CREG 093 Generadores	\$ 479,644
Res CREG 093 ORs	\$ 119,419
Res CREG 093 Transmisores	\$ 878,826
Res CREG 024 TRs-ORs	\$ 88,929
Res CREG 024 Generadores	\$ 1,148

## Garantías asociadas al Cargo por Confiabilidad

En cumplimiento de la Resolución CREG 061 de 2007, a diciembre 31 de 2018 se presentó un valor cubierto por USD 301 millones en garantías asociadas al Cargo por Confiabilidad, las cuales son respaldadas por 10 bancos nacionales y 2 bancos internacionales. Los tipos de garantías asociadas al cargo por confiabilidad cubren los eventos de ENFICC incremental, entrada en operación, combustible y Proyectos acogidos a la Resolución 041 de 2015.

En la Tabla 2 se presentan los montos respectivos, asociados a cada uno de estos eventos, en millones de dólares.

**Tabla 2. Garantías de Cargo por Confiabilidad (31 Dic 2018) cifras en Millones USD**

Evento que respalda	Valor
ENFICC incremental	USD 44
Entrada en operación y Disponibilidad de Combustibles	USD 61
Entrada en operación	USD 104
Disponibilidad de combustibles	USD 43
Resolución Creg 041 de 2016	USD 31
Mejora IHF y disponibilidad de combustibles	USD 17

Durante el periodo 2017 un agente del mercado representante de plantas con ENFICC incremental presentó un nivel del embalse inferior al Nivel ENFICC Probabilístico durante condiciones críticas, materializando el evento de incumplimiento establecido en el numeral 1 del artículo 21 de la Resolución CREG 061 de 2007 para las vigencias 2014-2015 y 2015-2016. Frente a esta situación, dicho agente decidió acogerse a los artículos 1 y 2 de la Resolución CREG 041 de 2016, modificada por la Resolución CREG 054 de 2016.

Dado lo anterior y considerando que el agente con incumplimiento decidió acogerse a los artículos 1 y 2 de la mencionada Resolución, las garantías bancarias del ENFICC incremental correspondientes al capítulo 6 de la Resolución CREG 061 de 2007 no se ejecutaron y el agente involucrado realizó el pago directo al ASIC correspondiente al incumplimiento de ENFICC Incremental y procedió a presentar la nueva garantía.

## Auditorías de plantas asociadas al Cargo por Confiabilidad

Durante el 2018 el auditor contratado entregó el informe final del proyecto de generación Gecelca 3.2. El cual fue exitoso cumpliendo con todos los requisitos establecidos en la normatividad de la CREG.

## Administración de cuentas SIC, LAC y TIE

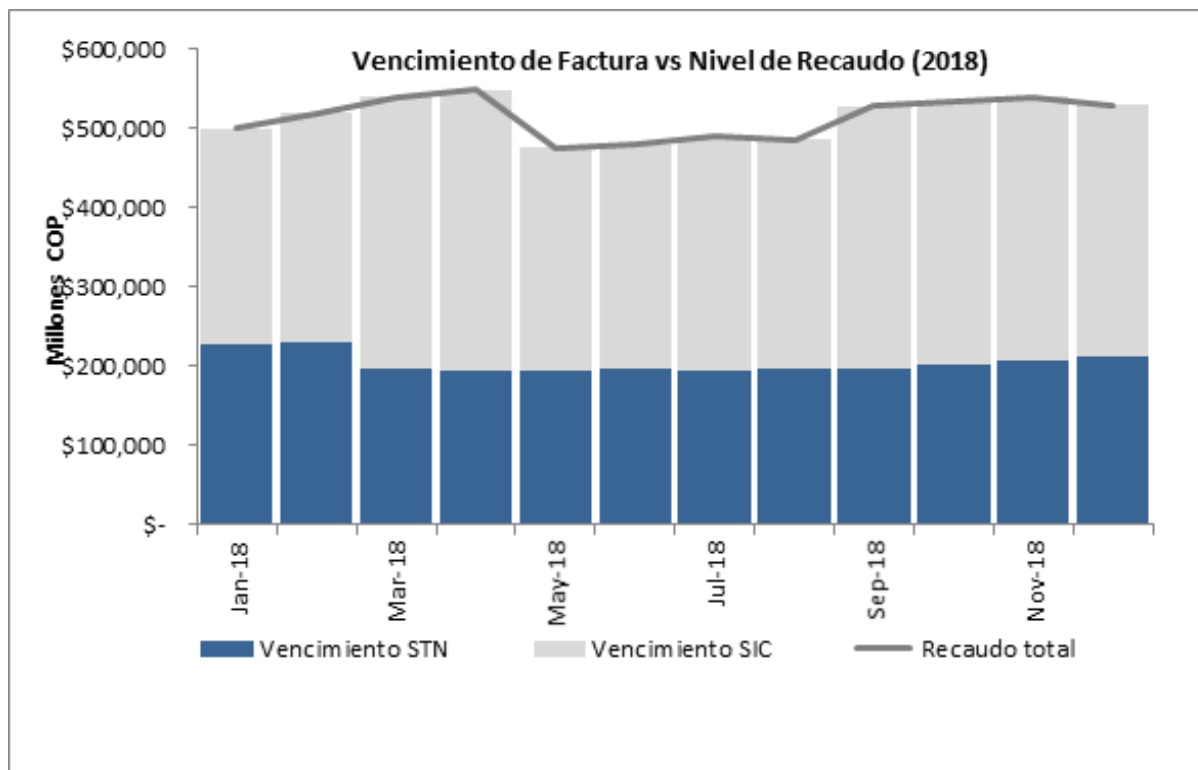
XM S.A. E.S.P., realizó durante el 2018 la administración de \$3.72 billones por concepto de transacciones en la bolsa de energía, \$2.45 billones correspondientes a los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional – STN y \$530.7 mil millones pertenecientes a los fondos FAER, FAZNI, FENOGE, FOES y PRONE.

En la Gráfica 1, se presenta el valor total mensual de los recursos administrados y recaudados por



XM por concepto de las transacciones en bolsa (vencimiento SIC) y de los cargos por uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional - SIN (vencimiento LAC). Así mismo, el nivel de recaudo del SIC y del LAC fue del 100%, ya que solo se presentaron incumplimientos en el pago de los servicios ASIC.

Gráfica 1. Transacciones en Bolsa y STN y Recaudo Mensual (2018)



Mes	Vencimiento SIC	Vencimiento STN	Recaudo SIC	Recaudo LAC STN	Recaudo total
ene-18	272,205	227,419	272,205	227,419	499,623
feb-18	289,322	229,562	289,322	229,562	518,884
mar-18	341,967	197,145	341,967	197,145	539,112
abr-18	353,794	195,114	353,794	195,114	548,908
may-18	282,584	193,355	282,584	193,355	475,939
jun-18	281,023	197,791	281,023	197,791	478,814
jul-18	296,265	193,855	296,265	193,855	490,120
ago-18	289,318	196,768	289,318	196,768	486,085
sep-18	329,930	198,003	329,930	198,003	527,933
oct-18	330,581	202,777	330,581	202,777	533,357
nov-18	333,214	206,042	333,214	206,042	539,256
dic-18	315,481	213,247	315,481	213,247	528,728
<b>Total</b>	<b>3,715,683</b>	<b>2,451,077</b>	<b>3,715,683</b>	<b>2,451,077</b>	<b>\$ 6,166,760</b>

Por otro lado, en cumplimiento de la Resolución CREG 004 de 2003, como parte de las Transacciones Internacionales de Electricidad –TIE- con Ecuador, XM S.A. E.S.P., administró durante el año 2018 la suma de USD 4.9 millones por concepto de pagos anticipados por exportaciones, y realizó prepagos por USD 4.5 millones por concepto de garantías de importaciones.

Se efectuaron contratos tipo Delivery forward, para el cubrimiento del riesgo de tasa de cambio que se presenta en las transacciones en dólares realizadas con Ecuador. Estas coberturas presentan beneficios para el mercado, al garantizar el pago de las importaciones de energía a Ecuador, que son realizadas en dólares, con los pesos colombianos que se recaudan de los agentes del mercado; mientras que en el caso de las exportaciones a Ecuador estas coberturas garantizan el pago en pesos a los agentes del mercado, de los montos que estos esperan recibir por sus ventas de energía eléctrica.

## Recaudos de los fondos FAZNI, FAER, FOES y PRONE

Durante el 2018, XM S.A. E.S.P., recaudó \$530.7 mil millones por concepto de los fondos que son transferidos mensualmente al Ministerio de Hacienda y al Ministerio de Minas y Energía:

- Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas FAZNI
- Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía - FENOGE
- Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas - FAER
- Fondo de Energía Social - FOES

- Programa de Normalización de Redes Eléctricas - PRONE

En la Tabla 1 se presenta la evolución de los valores de dichos fondos para los años 2014 a 2018. Se observa que respecto al año 2018, todos los Fondos presentaron incrementos que ascienden a 2.11% para FAZNI (\$2.5 mil millones), 8.52% para FAER (\$10.6 mil millones), 11.72% para FOES (14.5 mil millones) y 8.52% para PRONE (\$9.6 mil millones). Así mismo se destaca que el recaudo en el 2018 es del 100% con respecto a lo facturado.

**Tabla 1. Facturación anual de contribuciones FAZNI, FAER, FOES y PRONE**

Contribución	2014	2015	2016	2017	2018	Variación % 2017-2018
<b>FAZNI</b>	69,429	76,385	115,959	119,571	122,090	2.11%
<b>FENOGE</b>					13,538	0%
<b>FAER</b>	79,452	87,402	107,350	124,052	134,625	8.52%
<b>FOES</b>	342	186	99,679	124,093	138,637	11.72%
<b>PRONE</b>	54,146	52,861	94,507	112,237	121,803	8.52%
<b>TOTAL</b>	<b>203,369</b>	<b>216,834</b>	<b>417,495</b>	<b>479,953</b>	<b>530,693</b>	<b>10.57%</b>

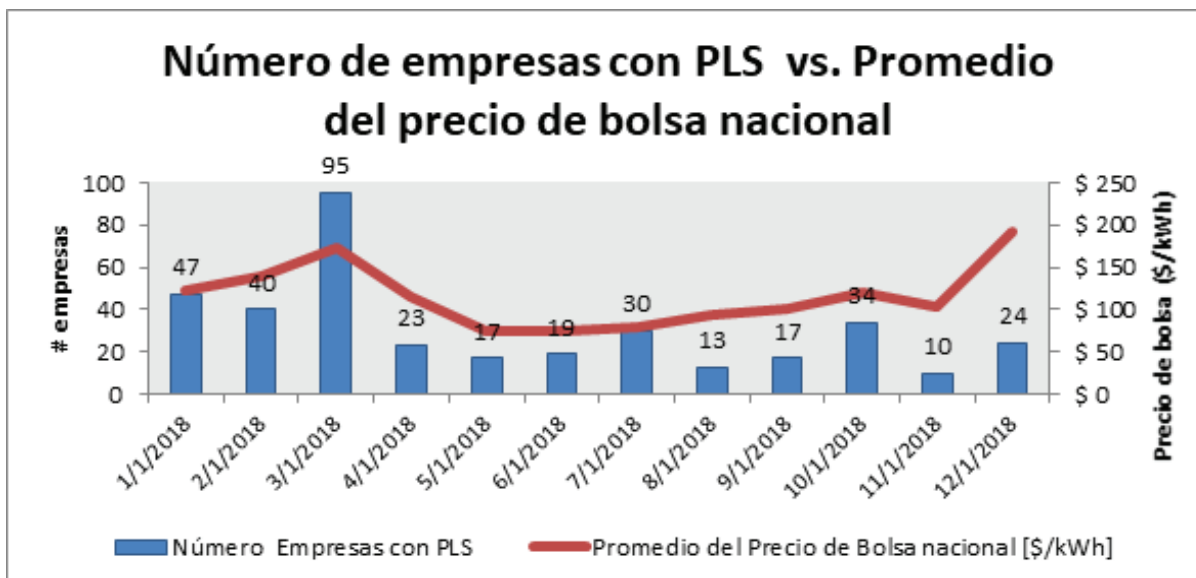
## Gestión de cartera

A continuación, se detallan los principales aspectos relacionados con la gestión de la cartera del mercado, en cumplimiento de la regulación emitida por la CREG.

Durante el año 2018, el ASIC inició 369 procedimientos de limitación de suministro en cumplimiento de la resolución 116 de 1998, de los cuales 4 procedimientos fueron por mandato [1] y 365 procedimientos de oficio [2]. De los 365 procedimientos de limitación de suministro por oficio, el ASIC inició 316 por el incumplimiento en la presentación de las garantías establecidas en la regulación y 49 por incumplimiento en los pagos de los vencimientos mensuales. Es importante aclarar que ninguno de estos procedimientos llevó a corte en el suministro de energía eléctrica a usuarios finales.

En la Gráfica 1. se presenta, la cifra mensual de agentes a los cuales se les inició procedimiento de limitación de suministro en el año 2018, comparados con el Precio de Bolsa mensual.

Gráfica 1. Procedimientos de limitación de suministro Vs. Precio de Bolsa



En el año 2018, fueron retirados dos agentes comercializadores del MEM por concepto de la Resolución CREG 156 de 2011, que establece el retiro de los agentes que desarrollan la actividad de Comercialización por incumplimiento de sus obligaciones con el ASIC. Estos agentes fueron GEN-DECAR S.A. E.S.P. y MARERSA JEK COLOMBIA S.A.S E.S.P

La información de procedimientos de limitación de suministro y retiro de agentes, puede ser consultada de manera mensual en el Informe de Gestión Financiera del Mercado publicado en la Página Web de XM en la siguiente ruta:

<http://www.xm.com.co/agentes/Paginas/administracion-financiera/informes-de-gestion.aspx>

De igual forma el reporte de limitación de suministro puede ser consultada en el archivo “Limitación de suministro Res CREG 116 de 1998 modificada por 039 de 2010 – Corte a usuarios” el cual se encuentra en la ruta:

<http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/informes-limitacion-de-suministro.aspx>

**[1] Por Mandato:** Cuando se presente mora en la cancelación de obligaciones por concepto de las transacciones realizadas mediante contratos bilaterales entre agentes del Mercado Mayorista, ya sea que se trate de contratos de energía, contratos de conexión, o contratos por el uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local; o por mora en la cancelación de obligaciones por concepto de uso de otros Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local. La iniciación del programa de limitación del suministro podrá ser solicitada por uno o más de los agentes que participan en el mercado mayorista, quienes serán responsables de los daños y perjuicios que se ocasionen, en el caso en que dicha orden no esté sustentada en una de las causales previstas en la presente resolución.

**[2] De oficio:** Cuando, en desarrollo del contrato de mandato, se presente mora en la cancelación de obligaciones derivadas de



transacciones realizadas en la bolsa de energía; mora en la cancelación de las cuentas por concepto de cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional; mora en la cancelación de las cuentas por reconciliaciones, servicios complementarios, servicios del Centro Nacional de Despacho o de los Centros Regionales de Despacho y, en general, por cualquier concepto que deba ser pagado al Administrador del SIC y al Administrador de cuentas por uso del Sistema de Transmisión Nacional.

## Informe de deuda

Al cierre de diciembre de 2018, la deuda total alcanzó los \$ 99.004 millones. De este valor \$74.264 millones corresponde a deuda con la Bolsa de Energía, \$24.696 millones a los Cargos por Uso del STN, \$ 9.5 millones a los Cargos por Uso del STR y \$34.6 millones por concepto de servicios SIC, CND y LAC.

**Tabla 1. Deuda de mercado de energía vencida a 31 de diciembre de 2018 (millones de pesos)**

DEUDA MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA (VALORES EN MILLONES COP)						
EMPRESA DEUDORA	ESTADO	VALOR ADEUDADO A 31 DIC 2018				
		SERVICIOS	BOLSA	STN	STR	TOTAL
Tolima	Liquidación		\$ 12.597,18	\$ 3.983,74	\$ 9,50	\$ 16.590,42
Electricaribe	Intervenida	\$ 27,88	\$ 61.667,00	\$ 20.712,00		\$ 82.406,88
Marersa	Retirada Res CREG 156 de 2011	\$ 4,50				\$ 4,50
Gendecar	Retirada Res CREG 156 de 2011	\$ 2,25				\$ 2,25
<b>Total</b>		<b>\$ 34,63</b>	<b>\$ 74.264,18</b>	<b>\$ 24.695,74</b>	<b>\$ 9,50</b>	<b>\$ 99.004,05</b>

La deuda de empresas activas en el MEM, con corte a 31 de diciembre de 2018, se refiere a las obligaciones de Electricaribe por un valor total de \$82.41 mil millones correspondiente a los vencimientos de noviembre y diciembre de 2016 y enero, febrero, marzo y abril de 2017. Esta empresa fue intervenida por la Superintendencia de Servicios Públicos el 15 de noviembre de 2016, quien ordenó la toma de posesión, por medio de la resolución SSPD20161000062785, en la cual destaca dentro de su artículo 4 lo siguiente: “Ordenar la suspensión de pagos de todas las obligaciones causadas hasta el momento de la toma de posesión”. Por otra parte, se ha certificado la deuda de Electricaribe con todos los agentes del mercado y se han realizado las gestiones para avanzar en acuerdo de pagos con el agente especial.

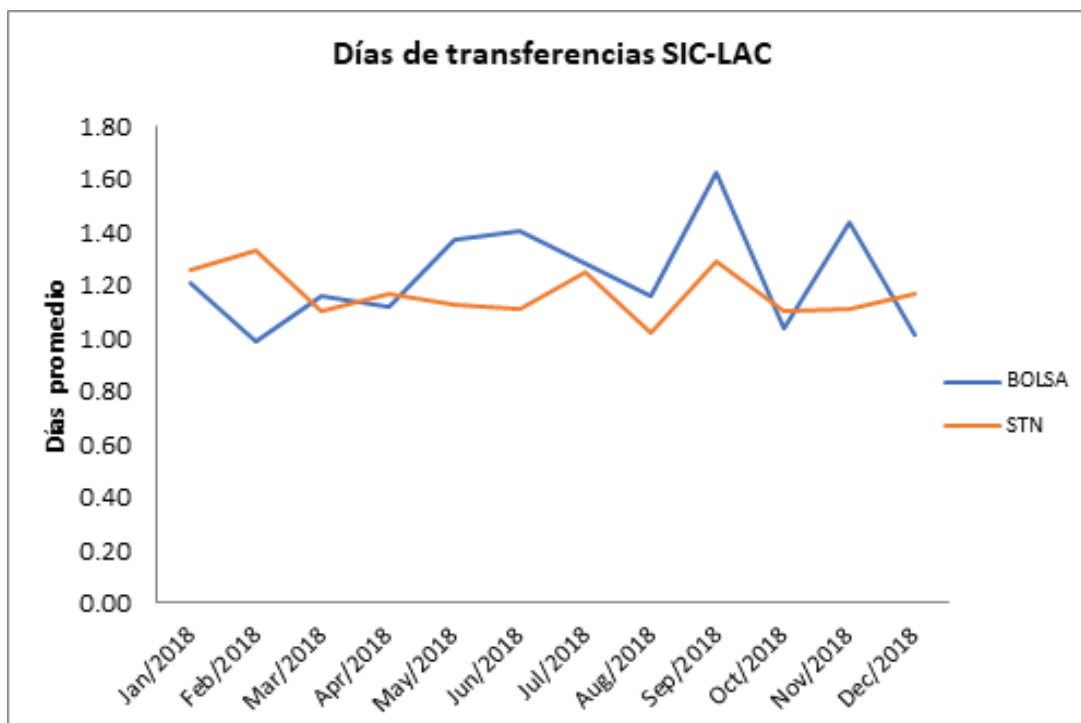
Por otro lado, el valor adeudado por Tolima se encuentra en discusión judicial y la información detallada se amplía en el Informe Mandatario que se publica cada trimestre por XM en su página web.

## Indicadores de gestión

Para atender la administración financiera del Mercado, la CREG estableció los siguientes indicadores de calidad, que evidencian la adecuada gestión financiera:

- Resolución CREG 024 de 1995 y resolución CREG 008 de 2003: tiempo de distribución o transferencia de los recursos con una meta de 3 días hábiles, meta que fue cumplida en 2018 con un tiempo de transferencia promedio de 1.23 días hábiles para el negocio SIC y 1.17 días hábiles para el negocio LAC.

**Grafica 1. Evolución en 2018 tiempo de transferencia recursos SIC y LAC**



- Resolución CREG 174 de 2013: oportunidad en la aprobación de las garantías dentro de los plazos definidos en la resolución CREG 019 de 2006, resolución CREG 061 de 2007, resolución CREG 093 de 2007 y resolución CREG 024 de 2013. Este indicador se mide trimestralmente y fue cumplido al 100%.

El Gráfico 2 muestra la evolución de las compensaciones en el STR en millones de pesos, que fueron calculadas durante el año 2018.

Gráfico 2. Evolución de las compensaciones en el STR



El aumento en las compensaciones del STR, se debe en gran parte a los actos administrativos de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD, mediante los cuales se determinó la Energía No Suministrada – ENS, para eventos ocurridos a cargo de 10 Operadores de Red. Esta información se tuvo en cuenta en el cálculo de las compensaciones según lo definido en la Resolución CREG 097 de 2008 y 094 de 2012.



## Ética, integridad y transparencia

103-1 En XM reconocemos a la ética como el valor  
103-2 de valores que define el carácter global de  
103-3 nuestra compañía, es generador de confianza para el negocio y los grupos de interés y se identifica como la característica intrínseca de nuestros administradores, directivos y colaboradores, pilares sobre los cuales se fundamenta nuestro Código de Ética y Conducta.

La ética es un elemento diferenciador y dinamizador, por eso la gestionamos dentro de los más altos estándares de transparencia y buenas prácticas empresariales, promoviendo la sostenibilidad de la empresa y la contribución al desarrollo sostenible de los sistemas y mercados en los que tenemos presencia. Impactamos de manera positiva a la sociedad impulsando al interior de la compañía y en el sector prácticas de ética y de transparencia que promueven la sana com-

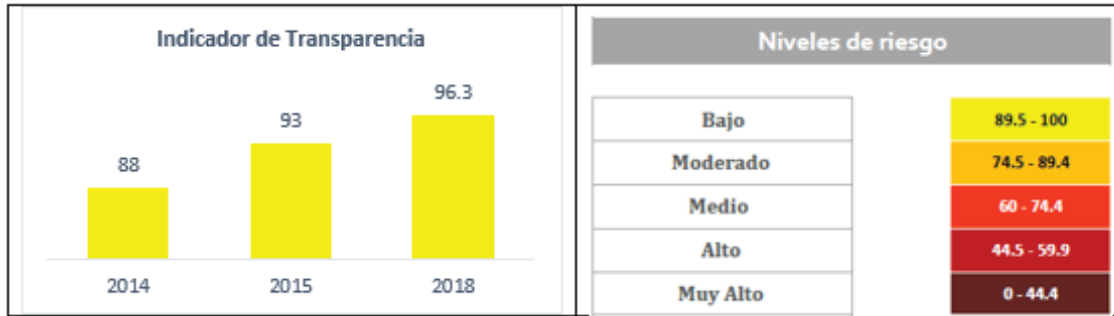
petencia, la confianza y la sostenibilidad en los negocios.

Para el control y seguimiento de este asunto relevante contamos con el Código de Ética y Conducta del grupo ISA como carta de navegación que guía nuestro actuar, además desarrollamos iniciativas externas como el Foro de Ética y la Acción Colectiva de Ética y Transparencia del Sector eléctrico, y contamos con la Línea Ética, un canal de recepción de denuncias de actos de corrupción. Esos tres elementos nos permiten contribuir con la sostenibilidad de XM en el largo plazo, e identificar puntos de convergencia que nos reúnen alrededor de valores compartidos como personas, como empresas y como sector.

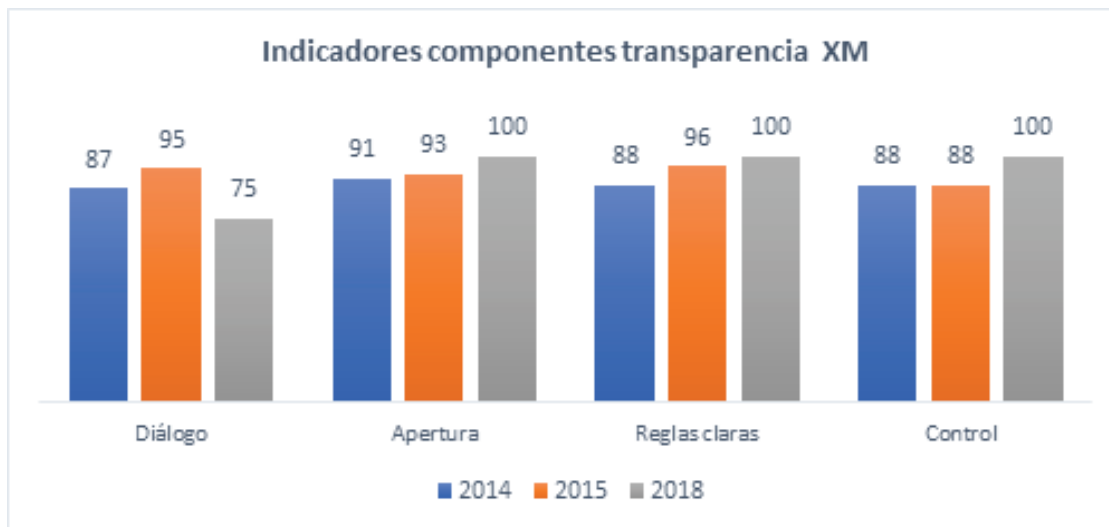
De igual manera participamos en la medición de la corporación Transparencia por Colombia que nos permite evaluar nuestros estándares de transparencia y anticorrupción, a través de la identificación de riesgos de corrupción para el fortalecimiento de la gestión empresarial y la promoción de acciones de mejoramiento para continuar trabajando en los estándares de transparencia y anticorrupción en el sector de los servicios públicos.



En esta medición obtuvimos 96.3 puntos, calificación que incrementa en 3.3 puntos, comparada con la última medición realizada en 2015, quedando ubicados en el nivel de riesgo bajo.



La metodología evalúa los riesgos de corrupción en la gestión empresarial asociados a componentes como, reglas claras, apertura, control y diálogo con grupos de interés. El incremento del indicador en 2018 se debe al desempeño evidenciado en los tres primeros componentes, obteniendo la máxima calificación. Sin embargo, para el componente de dialogo obtuvimos una calificación de 75 puntos, como resultado de una falla técnica en uno de nuestros canales, disminuyendo esta calificación en 20 puntos con respecto a la última medición en 2015, tal y como se muestra en la siguiente gráfica.



## Gestión ética

102-16 205-1 En 2018 los valores corporativos apalancaron nuestras actuaciones, facilitando el ejercicio de la ética y su vivencia al interior de la compañía. Actuamos con transparencia, reciprocidad, cumplimiento, pluralismo y laboriosidad, en el marco de un Código de Ética y Conducta que nos sirve como referencia para definir los criterios generales de acción, de decisión y las orientaciones generales en la manera en que desarrollamos nuestras labores.

Destacamos de nuestra gestión hitos importantes como la consolidación de la función de Compliance para el grupo ISA, la cual tiene como alcance la gestión de los riesgos de corrupción, soborno, fraude, lavado de activos y financiación del terrorismo, teniendo como eje central la ética empresarial.

Como parte de esta consolidación, realizamos la actualización del Código de Ética y Conducta, incorporando para la gestión anticorrupción temáticas relacionadas con obsequios y regalos, relacionamiento con funcionarios públicos, gestión social y donaciones, participación en eventos externos, debida diligencia en nuevos negocios, conflicto de interés, pagos indebidos para la facilitación de trámites y patrocinios, incluyendo no solo qué entendemos por cada uno de ellos, sino también la posición de ISA y sus empresas frente a estos y los criterios para su tratamiento. Lo anterior, como resultado de la incorporación de estándares internacionales sobre el tema, desarrollando una guía interna de alcance de grupo que nos permite tener un sistema integral con todos los elementos requeridos para la gestión de estos riesgos. Estas acciones fueron parte de las prácticas destacadas por Transparencia por Colombia, logrando que las empresas del grupo que hicimos parte de la medición (ISA, XM e INTERCOLOMBIA), obtuviéramos una calificación de “bajo riesgo de corrupción”, demostrando nuestro compromiso activo con una gestión transparente. A través de diferentes acciones de divulgación y sensibilización con nuestros grupos de interés, continuamos trabajando en la consolidación de una cultura organizacional en la cual los valores, como pilares que afirman nuestra identidad corporativa, sirven de guía para orientarnos hacia el éxito de la compañía.

## Divulgación y sensibilización de la gestión ética

205-2

	Órganos de gobierno	Empleados
Informados	9	229
Capacitados	0	179
Porcentaje informados	100%	100%
Porcentaje capacitados	0%	78%

	Proveedores	Clientes
Número de socios empresariales comunicados	167	248
Porcentaje de socios empresariales comunicados	100%	100%

Los temas sobre los cuales divulgamos fueron los siguientes:

Grupo de interés	Acciones desarrolladas
Colaboradores	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inducciones con nuevo personal vinculado</li> <li>• Capacitación de Conflicto de Interés.</li> <li>• Sensibilización de colaboradores en temas éticos.</li> <li>• Publicaciones sobre el código y la línea ética en los boletines internos</li> <li>• Concurso virtual sobre dilemas éticos</li> </ul>
Proveedores	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Carta refuerzo para el manejo de obsequios y regalos en época de navidad.</li> <li>• Publicaciones sobre el código y la línea ética en el boletín de proveedores.</li> <li>• Sensibilización en el encuentro de proveedores.</li> </ul>
Clientes	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Liderazgo y participación en el Acuerdo colectivo de ética y transparencia.</li> <li>• Organización del 6to. Foro de ética del Sector Eléctrico.</li> <li>• Publicaciones sobre el código y la línea ética en los boletines de clientes.</li> </ul>
Órganos de gobierno	Socialización del programa de ética empresarial de ISA y sus empresas y presentación de las acciones de gestión ética desarrolladas con los diferentes grupos de interés.

## 6° Foro de Ética del Sector Eléctrico: “La ética: la energía que nos diferencia”

Por sexto año consecutivo, organizamos de la mano del Consejo Nacional de Operación, CNO, el Foro de Ética del Sector Eléctrico: “La ética: la energía que nos diferencia”, un espacio que contó con la participación de autoridades del sector, 92 personas, en representación de 57 empresas y con el apoyo institucional del Ministerio de Minas y Energía, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y Transparencia por Colombia.

En el Foro, abordamos temas como la ética e integridad, cumplimiento, la prevención de riesgos de lavado de activos en el sector y los avances de la Acción Colectiva de Ética y Transparencia en sus 3 años de existencia. Además, resaltamos que las decisiones éticas de los negocios se relacionan con los comportamientos de integridad a los que se ven expuestos los directivos en sus empresas y afianzamos nuestra creencia de que la ética, además de ser un pilar en el que se apoya la sostenibilidad en el largo plazo, es también un lenguaje común a través del cual generamos e identificamos puntos de convergencia que nos reúnen alrededor de valores compartidos como personas, como empresas y como sector, afirmando nuestro compromiso de implementar procesos colaborativos de cooperación para fortalecer el liderazgo ético del sector eléctrico colombiano.

### Acción Colectiva de Ética y Transparencia del Sector Eléctrico

El sector eléctrico colombiano, consciente de su importancia para el desarrollo del país, su impacto en la economía y su responsabilidad al prestar un servicio público esencial quiso incorporar buenas prácticas de transparencia y ética, mediante la celebración de un acuerdo voluntario, con el propósito de promover la sana competencia, la confianza y la sostenibilidad de las empresas y

del sector. Esta iniciativa, es liderada por nosotros, de la mano del CNO, mediante la definición de los siguientes compromisos:

- Avanzar en el desarrollo e implementación de un programa integral anticorrupción, teniendo como referente los “Principios Empresariales para Contrarrestar el Soborno”, emitidos por la organización Transparencia Internacional.
- Continuar promoviendo la competencia en el sector eléctrico, teniendo como referente las buenas prácticas de gobierno corporativo para la prevención de restricciones a la libre competencia.
- Construir y divulgar, al interior de cada empresa, un mapa de riesgos de corrupción, de prácticas restrictivas de competencia y de lavado de activos y financiación del terrorismo, incluyendo las medidas de administración pertinentes, así como también contribuir con la elaboración de este para el Sector.
- Suministrar información útil para fomentar la transparencia en el sector y en el mercado de energía.
- Divulgar el presente acuerdo al interior de cada empresa, incluyendo sus juntas directivas, así como también con los diferentes grupos de interés del sector eléctrico.

Después de la firma en 2015 de la Acción Colectiva de Ética y Transparencia, al 31 de diciembre de 2018, 31 empresas hacen parte de este acuerdo, alcanzando hitos colectivos que favorecen al sector:

- Sensibilización y creación de cultura en el sector eléctrico
- Realización periódica de mesas de trabajo con

integrantes de las empresas firmantes.

- Medición en el cierre de brechas de los principios de transparencia internacional
- Definición y actualización del modelo de gobierno de la acción colectiva
- Mapa de riesgos de competencia, corrupción y lavado de activos del sector eléctrico
- Documento de prácticas recomendadas para promover la competencia en el sector eléctrico.
- Repaso a los estándares mínimos que debe tener el programa integral anticorrupción presentados por Transparencia por Colombia.
- Experiencias con otras compañías sobre el programa, su implementación y lecciones aprendidas.

En el tema específico de corrupción, con la construcción conjunta del mapa de riesgos logramos hacer una autoevaluación y evolución en la madurez de la gestión del programa anticorrupción de las 31 empresas, generar conocimiento compartido de mejores prácticas, definir un Comité Anticorrupción con el objetivo de analizar y evaluar nuevos estándares y definir los mínimos básicos del programa anticorrupción para las empresas. Además, capacitamos a 32 personas de 27 empresas y promovimos que el 92% de las empresas que son parte del Acuerdo cuenten con una política anticorrupción.

Desde XM, como miembros de la Acción Colectiva y representantes de la secretaría técnica, asistimos al 100% de las mesas de trabajo, divulgamos de manera permanente el acuerdo a los diferentes grupos de interés, mediante publicaciones en página web, boletines y presentaciones; participamos en la construcción del mapa de riesgos de lavado de activos del sector eléctri-

co, definiendo sus medidas de administración y divulgación a los grupos de interés y finalmente continuamos con el avance en el cierre de brechas de los principios de Transparencia Internacional, mediante el programa de ética empresarial.

Otros hitos que destacamos de nuestro trabajo, liderando con el CNO la Acción Colectiva, son la presentación de esta iniciativa y su importancia para el sector eléctrico en el Congreso de Andesco y en el Congreso MEM. De igual manera, nuestra participación en el 6° Foro de Ética y la postulación, con posterior selección y reconocimiento, como buena práctica empresarial por parte de Transparencia por Colombia.

## Comité de Ética

En XM, este comité es el responsable de definir los objetivos y estrategias necesarias para soportar la gestión ética en la empresa, servir de órgano de consulta sobre asuntos éticos y de conflictos de interés, analizar las denuncias recibidas y reportar al Comité de Auditoría sobre la gestión realizada.

Está compuesto por tres miembros con voz y voto: el gerente general y dos colaboradores elegidos por los empleados de XM. Adicionalmente, asisten como invitados la Dirección de Talento Humano, la Secretaría General y la Auditoría Interna. En 2018 se reunió 2 veces para promover el conocimiento del Código de Ética y Conducta entre los grupos de interés, además sirvió como órgano de consulta de inquietudes recibidas de diversas fuentes.

## Canales de recepción de denuncias

El año anterior tuvimos a disposición de nuestros grupos de interés la Línea Ética como canal para realizar consultas, reportes o denuncias sobre situaciones particulares, eventuales incumpli-



mientos al Código de Ética y Conducta o sobre la integridad de la compañía. Para un uso adecuado y oportuno de ella, realizamos diversas acciones de divulgación a través de los diferentes medios de comunicación corporativa y en algunos eventos propios.

De nuestra Línea Ética destacamos que es un canal atendido por personal externo a la empresa, garantiza confidencialidad cuando el denunciante así lo solicita y cuenta con un comité para gestionar las denuncias o consultas recibidas. Está disponible en nuestro sitio web [www.xm.com.co](http://www.xm.com.co), a través del correo electrónico [lineaetica@xm.com.co](mailto:lineaetica@xm.com.co) y a través de la línea telefónica gratuita 018000 520050.

205-3 Durante 2018 el 100% de consultas y reportes recibidos fueron gestionados y respondidos. Además, dentro de las comunicaciones recibidas no se identificaron preocupaciones relacionadas con conductas no éticas o ilegales o con la integridad de nuestra compañía. En conclusión, no se presentaron casos de corrupción en el periodo del reporte, ni tampoco casos jurídicos públicos por corrupción contra XM ni contra nuestros empleados.





## Investigación, innovación y desarrollo de proyectos

103-1 Somos una empresa basada en tecnología y conocimiento. En los últimos años la industria eléctrica viene experimentando un cambio significativo que impacta directamente las actividades de toda la cadena productiva. Muchos asuntos de esa transición no están resueltos y requieren investigación e innovación permanente, deliberada y ordenada. Para que podamos afrontar esa transición de manera adecuada y cumplir con nuestra función misional hemos realizado proyectos de I+D+i de la mano de otras empresas aliadas, universidades y centros de investigación.

Los impactos de la I+D+i se ven en el desarrollo de todas nuestras actividades, ya que tanto el conocimiento como las plataformas tecnológicas cambian permanentemente, y deben ser

actualizados para cumplir de manera adecuada la función misional.

Los proyectos que desarrollamos son gestionados por la oficina de proyectos, una unidad especializada técnicamente en la gestión de ese tipo de asuntos y de los temas del negocio. Esta oficina acompaña a los demás involucrados en los proyectos (líderes técnicos, líderes funcionales, patrocinadores y personal externo) para, no solo realizarlos de manera correcta, sino también para asesorar a la organización en la escogencia y priorización de aquellas iniciativas que permiten el logro de los objetivos estratégicos.

De otro lado, contamos con un modelo de gestión de conocimiento y un modelo de I+D+i que articula todos los elementos: estrategia, gobierno, recursos, proyectos, herramientas, métricas e incentivos, cultura, entre otros. Las iniciativas y proyectos de I+D+i son el resultado de un ejercicio estratégico deliberado que parte del análisis del entorno y de los lineamientos corporativos, y que define los objetivos estratégicos y sus expectativas en el tiempo.

En el desarrollo de proyectos hemos trabajado de la mano de aliados tecnológicos y de cono-



cimiento como empresas, universidades, centros de investigación y desarrollo tecnológico. Disponemos de un conjunto de indicadores que nos permiten realizar el seguimiento a proyectos, iniciativas y planes tácticos. De otro lado, contamos con métricas específicas que dan cuenta de la eficiencia en la ejecución tanto en cronograma como en costos del portafolio de proyectos, y que son revisadas de manera constante en foros como el Comité de Gerencia y la Junta Directiva.

También realizamos informes para públicos especializados como la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, el Ministerio de Minas y Energía, la Unidad de Planeación Minero-Energética, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y los agentes del mercado), y se realiza permanente difusión de las iniciativas por cuanto su resultado impacta a la cadena productiva del sector.

En el caso de los proyectos de innovación, tenemos métricas para evaluar el logro de los objetivos e instancias de revisión en los diferentes comités que se realizan para tal efecto.

## Innovación

Basándonos en los conocimientos y la experiencia adquiridos en los negocios principales de XM, decidimos recorrer un camino que promete dar sostenibilidad a los negocios actuales, y potenciar otros negocios adyacentes para soportar su crecimiento con valor sostenible. De esta forma configuramos un sistema de innovación que contiene los elementos estratégicos, tácticos y operativos que viabilizan la innovación.

Este sistema de innovación empresarial busca un esfuerzo coordinado al interior de la organización, desde procesos que han impactado el clima organizacional, motivando la implementación de productos y procesos innovadores, hasta la consecución de diferentes pilotos. A través de olas de innovación que han llamado la atención de

numerosas personas de la compañía, logramos mejoras incrementales y eficiencias a diferentes procesos.

Desarrollamos como piloto un producto que nace de una necesidad puntual de XM, con el objetivo de mejorar y optimizar los recursos dedicados al proceso de planeación de la operación. A través de una metodología de análisis geométrico, aplicado a sistemas de potencia, logramos no solamente disminuir los tiempos de los procesos de análisis de seguridad en sistemas de potencia en magnitudes de 10 a 1, sino que también dimos robustez al análisis, disminuyendo riesgos y aumentando la precisión. Este producto, que hemos denominado GAPS, se encuentra disponible para la comercialización y ya hemos firmado convenios para su distribución.

De igual manera, trabajamos en paralelo en dos productos que también se encuentran listos para la venta. El primero nació a través de un cliente ancla, que nos solicitó desarrollar un análisis de la pérdida esperada por provisiones, de acuerdo con las nuevas normas NIIF 9. A la luz de esa necesidad desarrollamos ARCO, que atiende las necesidades de los negocios de transmisión de energía y telecomunicaciones para diferentes países de Latinoamérica.

De otro lado, continuando en la línea de analítica de datos y minería de texto, pusimos en marcha MAIA, producto que se encuentra en pruebas y en algún tiempo estará disponible para ser comercializado. A través del análisis de las resoluciones emitidas por la CREG, MAIA ofrece a los usuarios la capacidad de hacer seguimiento a los cambios regulatorios a través de búsquedas por palabra clave de forma ágil, segura y confiable.

Mantuvimos el embudo de innovación y sabemos que en los próximos años vendrán más productos, dispuestos a ingresar a mercados actuales y adyacentes a los negocios de XM. Esta es otra de las maneras en que contribuimos al desarrollo

del mercado, potenciando el conocimiento actual para convertirlo en nuevos ingresos para el negocio.

A través de la implementación de nuestro sistema de innovación en XM, aportamos a la estrategia de crecimiento con valor sostenible.

## Oficina de proyectos

Nuestra oficina de proyectos tiene la responsabilidad de consolidar, proponer y administrar el banco de iniciativas, así mismo de hacer seguimiento a los indicadores y presentar ante el comité de gerencia o la Junta Directiva el estado de la ejecución de los proyectos. Estos se evalúan bajo dos indicadores: SPI, que mide la eficiencia en el cronograma y CPI, que mide la eficiencia en costos bajo la metodología de gerencia de proyectos PMBOK adaptada, a nuestras necesidades.

En el 2018 gestionamos un portafolio de proyectos compuesto por 4 programas y 27 proyectos. El desempeño consolidado de los mismos presenta un comportamiento positivo en cuanto a la eficiencia con una ejecución de \$39,277 millones.

## Sistema de Administración de Mercados, SAM

SAM es un esfuerzo de máximo nivel que venimos adelantando en XM como un programa de proyectos con distintos frentes complementarios, con el objetivo de impulsar y transformar la operación del mercado y así responder de manera ágil, flexible y efectiva cuando la regulación colombiana evolucione hacia la inclusión de tendencias como energías renovables, generación distribuida, respuesta a la demanda, integración de mercados, entre otras.

Avanzamos en la implementación y pruebas en

fábrica que soportarán a futuro los procesos de registro, liquidación, cálculo de garantías, CROM y facturación. En octubre de 2018 instalamos en nuestros servidores la plataforma con la parametrización de las principales funcionalidades para iniciar la etapa de pruebas en sitio que se estamos adelantando a través de un paralelo con los aplicativos legados de la organización que serán remplazados por el nuevo sistema.

También completamos la revisión y preparación de todas las migraciones e integraciones requeridas para las pruebas y comenzamos el aseguramiento de calidad de los datos de entrada, condición previa para la validación de los resultados relevantes del sistema.

Definimos las competencias requeridas por los distintos equipos humanos para garantizar una adaptación efectiva a los retos que trae la operación del nuevo sistema, considerando la organización y conformación de los equipos de trabajo, su dinámica y mecanismos de medición del impacto de la nueva herramienta. En mayo de 2018 definimos el plan de acción para el diseño del equipo de soporte al sistema. Este plan parte de un referenciamiento de mejores prácticas con otros mercados eléctricos y con otros sistemas de complejidad semejante como SAP y SCADA, y la estructuración de los criterios para la definición del esquema de funcionamiento.

En diciembre de 2018 realizamos la definición de las competencias requeridas por los distintos equipos humanos para garantizar una adaptación efectiva a los retos que trae la operación del nuevo sistema, considerando los tres roles identificados: usuarios directos del sistema, usuarios de consulta y equipo de soporte.

Este proyecto está sujeto a la realidad de la dinámica regulatoria que exige la implementación en un plazo determinado de los cambios definidos por los distintos entes rectores, en especial por la Comisión de Regulación de Energía y





Gas, CREG, y que deben estar incorporados en la fecha de puesta en servicio de la solución. En el desarrollo del proyecto, cuando la solución no había surtido todas las fases de implementación, se nos presentó la necesidad de incluir algunos cambios regulatorios, teniendo en cuenta que a medida que se avanzaba en el ciclo de desarrollo del proyecto los cambios podían tener un mayor impacto, dependiendo de su naturaleza, pues requerimos regresar a etapas más tempranas como el análisis y el diseño, realizar reprocesos en las implementaciones y en muchos casos repetir las pruebas.

Los beneficios de SAM se evidenciarán realmente después de la puesta en servicio del nuevo sistema y pasado el periodo de estabilización, cuando podamos aprovechar la flexibilidad de la herramienta para la implementación rápida y ágil de los cambios regulatorios y para la adaptación de las reglas del mercado de energía que permita incorporar nuevas tendencias como la respuesta de demanda, la generación distribuida y las fuentes renovables no convencionales, así como

una mayor integración con los mercados eléctricos de otros países y con mercados complementarios como el de gas natural y el financiero.

Con SAM estuvimos presentes en los diferentes foros con los agentes del mercado y otros públicos interesados. En abril y agosto de 2018 participamos en las ferias de capacitación de agentes realizadas en Medellín, mientras que en mayo de 2018 realizamos una videoconferencia abierta con todos los agentes para informar el estado del proyecto y aclarar los impactos y beneficios que les traerá una vez entre en producción. A finales de octubre de 2018 estuvimos presentes en nuestro stand, en el Congreso MEM, en Cartagena.

## Integración de FERNC al SIN

Nuestro programa de Integración de fuentes renovables no convencionales, FERNC, al SIN tiene como objetivo rediseñar y adecuar sustancialmente los procesos, procedimientos, meto-

dologías y herramientas utilizadas en el CND y proponer cambios en la normatividad de la operación, para garantizar la confiabilidad, seguridad, calidad y economía de la operación del SIN ante la entrada prevista de las nuevas tecnologías y las nuevas exigencias que para el sistema eléctrico colombiano representan este tipo de fuentes.

Nuestros principales logros obtenidos en este programa los relacionamos a continuación:

- **Pronósticos de generación:** consiste en un informe con recomendaciones para escalar el prototipo a la totalidad de fuentes renovables que se conecten al SIN, con los errores que obtuvieron los proveedores durante el prototipo y las recomendaciones adicionales para la regulación, requeridas para la integración de ese tipo de fuentes en caso de ser necesario. El informe además describe el desarrollo de un sistema de pronóstico piloto para la operación del SIN.
- **Estudios de capacitación HVDC - Inversores:** se trata de un documento con las recomendaciones y los pasos a seguir para el planeamiento de la conexión de la generación eólica en la Guajira por medio de HVDC.
- **Desarrollo de los modelos y estudios de conexión de parques eólicos mediante HVDC.**
- **Propuesta regulatoria DER:** Propuesta regulatoria con los requisitos técnicos y operativos de las plantas de generación conectadas al sistema de distribución local.
- **Documento con los resultados de los estudios sistémicos de la integración de generación en el sistema de distribución local.**
- **Referenciamiento y vigilancia tecnológica:** consiste en la recopilación del análisis de diferentes estrategias, metodologías y prácticas de

pronóstico de la demanda de energía eléctrica. En particular, en este ejercicio se realizó un enfoque especial sobre modelos a corto plazo en los que se tienen pronósticos de demanda horarios e intra-horarios donde los horizontes de análisis generalmente son de un día.

- **Implementación de las metodologías (pronóstico):** es un documento con la propuesta de un proceso integrado para obtener pronósticos adecuados de demanda, a nivel nacional, regionales/zonales, de barras e inyecciones del sistema para ser utilizados en los horizontes diarios (granularidad de 1 hora), intradiarios (granularidad de 1 hora) e intra-horarios (granularidad de 5 minutos).
- **Desarrollo del prototipo inicial de pronóstico:** prototipo del proceso de pronóstico de demanda de ejecución autónoma mediante el cual se integraron las metodologías implementadas en la etapa 2, que permite caracterizar la demanda y obtener pronósticos del sistema, de regiones/zonas, de las barras y de las inyecciones. Este prototipo permite completar la configuración del proceso de pronóstico (información histórica a utilizar, parámetros de configuración, parámetros de ejecución, entre otros) y la ejecución semiautónoma de todo el proceso de forma continua.
- **Evaluación:** consiste en un informe del desempeño de las metodologías implementadas, la descripción de los escenarios bajo los cuales se realizaron las pruebas, los tiempos de ejecución para cada instancia de tiempo y una comparación de las respuestas obtenidas a través de cada una de las metodologías.
- **Luego de un estudio de nuestras necesidades para alcanzar las metas establecidas en la estrategia, en cuanto a la integración de DER a la operación del SIN, realizamos la suscripción a EPRI de XM en los programas 173 para 2019 y 173A para 2020. Estos programas están estudiando los retos de la integración de fuentes variables en**

los sistemas de potencia y proponen soluciones a estos retos.

Finalmente, promovimos el desarrollo de competencias de nuestro talento humano sobre fuentes renovables y recursos energéticos distribuidos con operadores y entidades internacionales expertas, desarrollando las siguientes actividades:

- Capacitación y certificación de 3 ingenieros en HVDC, Digsilent
- Participación de 1 ingeniero en pruebas de respuesta rápida en frecuencia en ENERCON.
- 6 capacitaciones internas con expertos internacionales
- Participación en ESIG- Energy System Integration Group
- Nos reunimos con varios operadores de Estados Unidos para identificar las mejores prácticas operativas referentes a la integración de generación distribuida.
- Participamos en la campaña de integración de generación distribuida realizada por el laboratorio de energías renovable de Estados Unidos, NREL.
- Participamos en APEX
- Participamos y desarrollamos presentaciones en diferentes foros del sector eléctrico colombiano como el CNO, CAC, ASOCODIS, ACOLGEN, entre otros.

## Programa de proyectos Supervisión Inteligente y Control Avanzado, iSA-AC

Con este programa continuamos en 2018 con el objetivo de diseñar un piloto de un sistema de supervisión y control avanzado en tiempo real, para aumentar la confiabilidad del SIN, tener mayor capacidad de autogestión y autoprotección y prevenir o mitigar impactos ante eventos de gran magnitud.

Consolidamos la medición fasorial sincronizada en el Centro de Control y desarrollamos despliegues para mejorar la consciencia situacional de los operadores basados en esta medición. También avanzamos en el prototipo de la red iSA-ACnet con elementos de ciberseguridad y en los prototipos de Gateway y dispositivo de decisión inteligente, IDD, asociados a esta red, para habilitar el control descentralizado y esquemas de protección avanzados. Implementamos además un esquema de separación de áreas entre los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador, basado en información convencional y en información de sincrofasores, mejorando el prototipo de control automático de tensión y desarrollando una propuesta regulatoria ante el CNO sobre este tipo de controles.

Considerando las transformaciones que se vienen dando en el sector por la integración de FER-NC y DER, desarrollamos un prototipo de visualización y control de micro redes y una propuesta de arquitectura para la integración de recursos energéticos distribuidos al SIN.

De igual manera, respecto al Laboratorio de Simulación del Sistema de Tiempo Real, SSTR, elaboramos un documento con sus necesidades futuras. Adquirimos equipos para dos nuevos puestos de trabajo, una nueva licencia de Matlab y gestionamos un nuevo espacio para el laboratorio en la zona de parqueaderos de la sede de



ISA en Medellín.

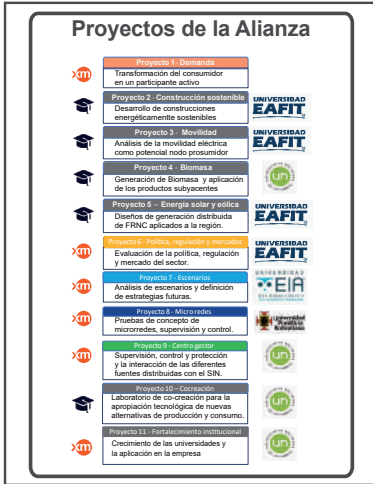
Con el liderazgo de iSAAC, adecuamos allí cuatro espacios que constituyen hoy el Laboratorio de Co-simulación; LINNOX, la Sala de Innovación de XM; el Centro Gestor del proyecto Ecosistema Científico y el Centro de Control de seguridad, SOC.

201-4 Obtuvimos una asignación cupo de deducción tributaria por inversión de \$2,413 millones de pesos en 2018, de los cuales tomamos \$1,865 millones de pesos, además presentamos a los asesores de la CREG una propuesta para la incorporación de medición fasorial en el sistema de potencia colombiano, mediante la modificación del código de redes y finalmente desarrollamos el concepto de un sistema de supervisión de respaldo basado en el sistema de medición de área amplia con sincrofasores, WAMS.





# Energética 2030



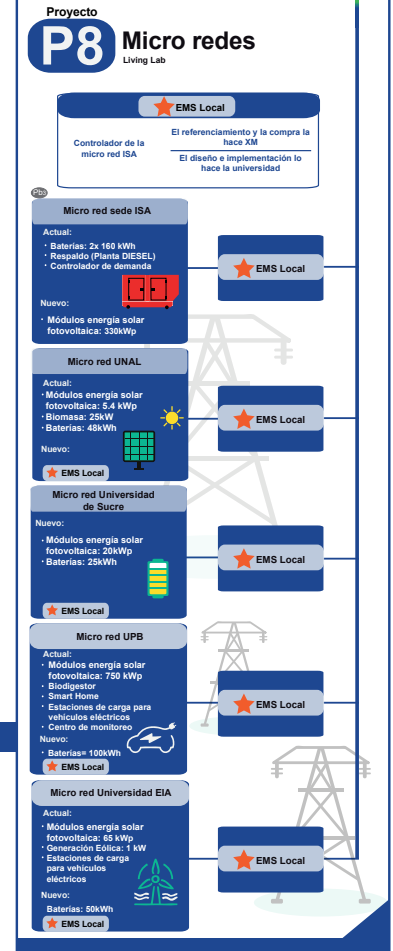
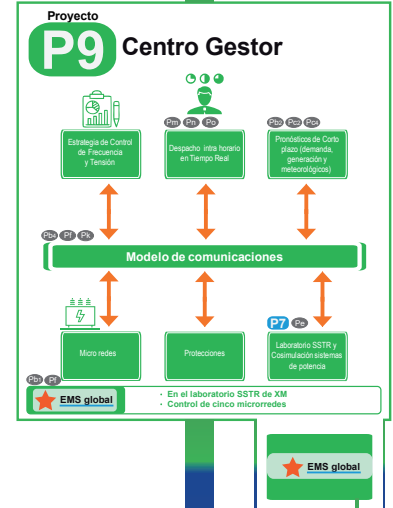
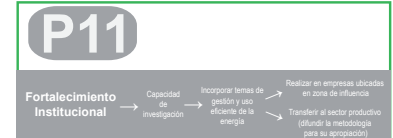
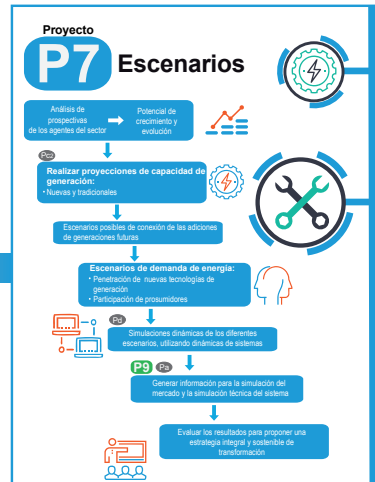
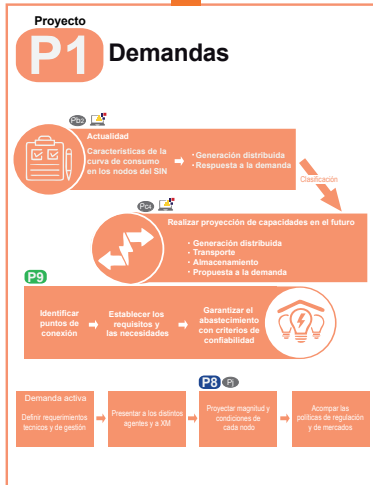
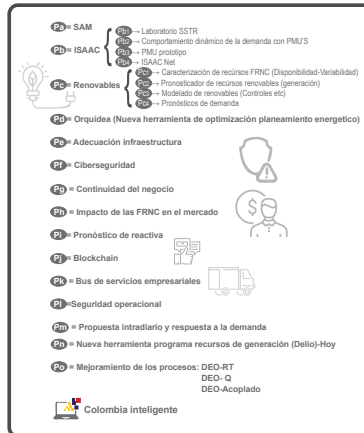
## Ecosistema científico

El futuro de Colombia

### Objetivos

Desarrollar una estrategia integral para la transformación del sector energético colombiano, orientada a su confiabilidad y sostenibilidad social, económica y ambiental en el horizonte del año 2030.

### Proyectos xm



En mayo del 2018, sumamos energías con la Universidad Nacional, EAFIT, UPB, Universidad EIA y empresas líderes del sector como ISA e Internexa para dar inicio a este programa que busca la transformación del sector eléctrico colombiano orientado a su confiabilidad y sostenibilidad social, económica y ambiental en el horizonte del año 2030, al igual que la creación de nuevas redes de conocimiento, capacidades académicas y empresariales.

Este programa está conformado por 10 proyectos, con participación directa de nuestra parte en 5 de ellos:

**Proyecto #1:** Demandas (participación directa de XM)

**Proyecto #2:** Construcción Sostenible

**Proyecto #3:** Movilidad

**Proyecto #4:** Biomasa

**Proyecto #5:** Energía Solar y Eólica

**Proyecto #6:** Política, Regulación y Mercados (participación directa de XM)

**Proyecto #7:** Escenarios (participación directa de XM)

**Proyecto #8:** Micro Redes (participación directa de XM)

**Proyecto #9:** Centro Gestor (participación directa de XM)

**Proyecto #10:** Cocreación

Estos proyectos buscan ahondar en los primeros prototipos y modelos para realizar la operación, supervisión y control del futuro con una alta pe-

netración de FERNC y DER.

Por la naturaleza de esta nueva tecnología y su alta penetración en un futuro muy cercano, tendremos que reevaluar como será su participación en todos los procesos del mercado de energía en Colombia, por ejemplo, actualmente los recursos energéticos para la operación se optimizan en un despacho programado para el día siguiente, a futuro se requerirán modelos más rápidos que optimicen los recursos de generación casi en tiempo real. Serán necesarias nuevas metodologías para el pronóstico de la generación y la demanda, que servirán de insumo para este despacho en tiempo real. No podremos dejar de lado la evaluación de escenarios futuros, donde se responderán las preguntas que hoy todos tenemos: ¿cuál será el porcentaje de penetración de renovables?, ¿dónde se ubicarán los proyectos eólicos y solares?, entre otras.

También tendremos que revisar el esquema regulatorio vigente, teniendo en cuenta lo que han hecho otros países más avanzados en el tema y proponiendo nuevas reglas para este nuevo mercado de energía de futuro en Colombia.

Por su parte, en la línea de los DER, el año anterior iniciamos la contratación para la compra de la primera etapa de los paneles solares que estarán ubicados en la micro red que implementaremos en la sede de ISA Medellín. Finalmente, avanzamos en la implementación del primer laboratorio de innovación y Co-Simulación de XM, donde podremos materializar en los próximos años el prototipo del centro gestor del futuro.

## Proyectos calificados por Colciencias

Participamos en la convocatoria de Colciencias para proyectos de I+D+i que pretendían obtener deducciones tributarias para el año gravable 2018, una iniciativa del Gobierno Nacional orientada a crear condiciones favorables para la gene-

ración de conocimiento científico, estimular la capacidad innovadora del sector productivo y dar incentivos a la creatividad de los participantes.

Con los proyectos ISAAC fase 7; Mejoramiento tecnológico de la coordinación de la operación del SIN fase 4; Sistema para la administración del mercado de energía eléctrica en Colombia fase 3; Nueva herramienta para la programación de los recursos de generación del sistema interconectado colombiano en el despacho económico, re-despacho y despacho ideal y Modificación a los procesos, procedimientos y normatividad operativa ante la incorporación de fuentes renovables no convencionales, y Energética 2030, logramos un descuento tributario en Colombia de \$1.865 millones de pesos.

Con los proyectos anteriores obtuvimos el reconocimiento de Colciencias como empresa altamente innovadora, una muestra más del trabajo en equipo, la calidad técnica de nuestro personal y el compromiso que tenemos con la investigación, el desarrollo tecnológico y la innovación.







## Ciberseguridad

103-1 En XM nuestro principal activo es la información  
103-2 y la gestión de la misma tiene impacto directo en  
103-3 las operaciones y responsabilidades como operador del SIN y administrador del MEM, por tal razón, además de adoptar las buenas prácticas de seguridad de la información declaradas en el estándar ISO 27001:2013 para todos nuestros procesos, incorporamos soluciones tecnológicas para fortalecer la seguridad informática y desarrollar planes de cultura, concientización y entrenamiento que propician en nuestros grupos de interés comportamientos más seguros en beneficio de la protección de los datos y las operaciones en los sistemas transaccionales e industriales.

Las redes inteligentes y la digitalización del sector eléctrico harán que, en un mediano plazo, elementos de la red eléctrica como generadores, subestaciones, redes de transporte y distribución, elementos de electrónica de po-

tencia, entre otros, se comuniquen de manera permanente y puedan ser eventualmente accedidos para fines nocivos que pudieran implicar la no prestación del servicio con la confiabilidad, calidad y seguridad requeridas.

Desde nuestro rol de coordinación tenemos una visión holística del sistema, lo que nos permite de manera óptima determinar la mejor manera de realizar las operaciones para que funcione de manera adecuada e identificar los mejores caminos para afrontar una amenaza, tanto física como cibernética, en favor de toda la población y no solo de un área eléctrica determinada.

En nuestra estrategia hemos identificado la ciberseguridad como un tema clave, y hemos emprendido acciones e iniciativas tendientes a cumplir con una hoja de ruta de mediano plazo determinada para abordarlo. Este plan de seguridad de la información tiene un enfoque transversal a la compañía que incluye procesos, personas y tecnologías, con el fin de dar un tratamiento integral al riesgo.

La evolución y nivel de madurez en prácticas de seguridad de la información es evaluada continuamente y cada año mediante el proceso de auditorías internas y externas que realizamos



para el mantenimiento del Sistema de Gestión en Seguridad de la Información y la certificación en el estándar ISO27001.

## Programa integral de ciberseguridad

En XM somos conscientes de los riesgos cibernéticos a los que nos enfrentamos todos los días en el desarrollo de nuestras labores, por eso ejecutamos exitosamente el programa trazado, poniendo en funcionamiento nuestro Centro de Operaciones de Seguridad Digital, SOC, junto con controles tecnológicos adicionales que apalancan nuestro enfoque activo, reduciendo los riesgos asociados. Dentro de estos controles, destacamos la implementación de la solución Single Sign On (única pantalla de autenticación y usuario único por agente) para las primeras 4 aplicaciones, mejorando al mismo tiempo la experiencia de usuario de los agentes del mercado.

De otro lado, definimos el Plan Integral de Ciberseguridad en aras de preparar a XM para gestionar el riesgo cibernético y responder ante la evolución de las amenazas de una manera proactiva y efectiva, estableciendo la base para la prestación futura de servicios de ciberseguridad del sector eléctrico Computer Security Incident Response Team, CCSIRT sectorial, que equivale a un equipo de respuesta frente a Incidencias de seguridad informática.

Así mismo realizamos tareas relacionadas con el Network Access Control, NAC, para el adecuado control de acceso a la red de XM. Para ello, definimos los requerimientos mínimos permitidos para habilitar la conexión de dispositivos a la red e implementamos limitaciones más restrictivas para la conexión de personal externo. Además, aumentamos las capacidades de seguridad informática para impedir el ingreso de usuarios no autorizados, descubrir cada dispositivo conectado a la red controlando su comportamiento y detectar los dispositivos infectados.

La suma de energías que hemos realizado para abordar los diferentes temas de ciberseguridad nos ha permitido tomar experiencias y aprendizajes que compartimos con otros, por eso participamos en grupos especializados de ciberseguridad en el país con el propósito de estructurar los planes de protección de infraestructuras críticas, en el Grupo de Infraestructuras Críticas Nacionales del Ministerio de Defensa y la Comisión de Ciberseguridad del comité tecnológico del CNO. Además, transferimos conocimiento sobre los temas de ciberseguridad a través de la presentación de ponencias en eventos nacionales e internacionales tales como las Jornadas de ciberseguridad, EEAG, y el evento de Desafíos de redes inteligentes, generación distribuida, almacenamiento de energía, electro-movilidad y ciberseguridad, con Cigrechile, ambas actividades en Santiago de Chile; el Encuentro de Ciberseguridad en el sector eléctrico para América Latina, CIER, en Montevideo y las IV Jornadas de Ciberseguridad del sector eléctrico, en Cali.

El surgimiento de grupos “hacktivistas”, el cibercrimen organizado, el ciberespionaje, el ciberterrorismo y la ciberguerra son las nuevas amenazas del mundo digital, con presupuestos ilimitados, con personal con alto grado de conocimiento tecnológico y en algunos casos con apoyo de gobiernos, los cuales están intentado constantemente obstaculizar, interceptar, dañar, manipular o secuestrar la información de aquellos que tengan fallas, vulnerabilidades o que no estén a la vanguardia de la tecnología, la seguridad y el conocimiento.

Con nuestro Plan Integral de Ciberseguridad damos respuesta a todas estas tendencias y amenazas y velamos por la seguridad de la información de todos nuestros grupos de interés, implementando en nuestro programa de seguridad activa los procesos, tecnología y modelos de gestión de incidentes y continuidad, y la concientización y gobierno de seguridad de la información, acompañados de un centro de operaciones

de seguridad, SOC, con operaciones 7/24 y personas con alto grado de especialización en seguridad informática, enfocadas en la predicción, prevención, detección, análisis y respuesta a los incidentes de seguridad cibernética.

Este programa se centró en aspectos claves de tecnología, procesos y cultura que se desarrollaron durante el año 2018 y continúan hasta el año 2020. Los hitos más relevantes que alcanzamos en este programa los referimos a continuación:

- **Línea Activa**

### **Centro de Operaciones de Seguridad Informática, SOC**

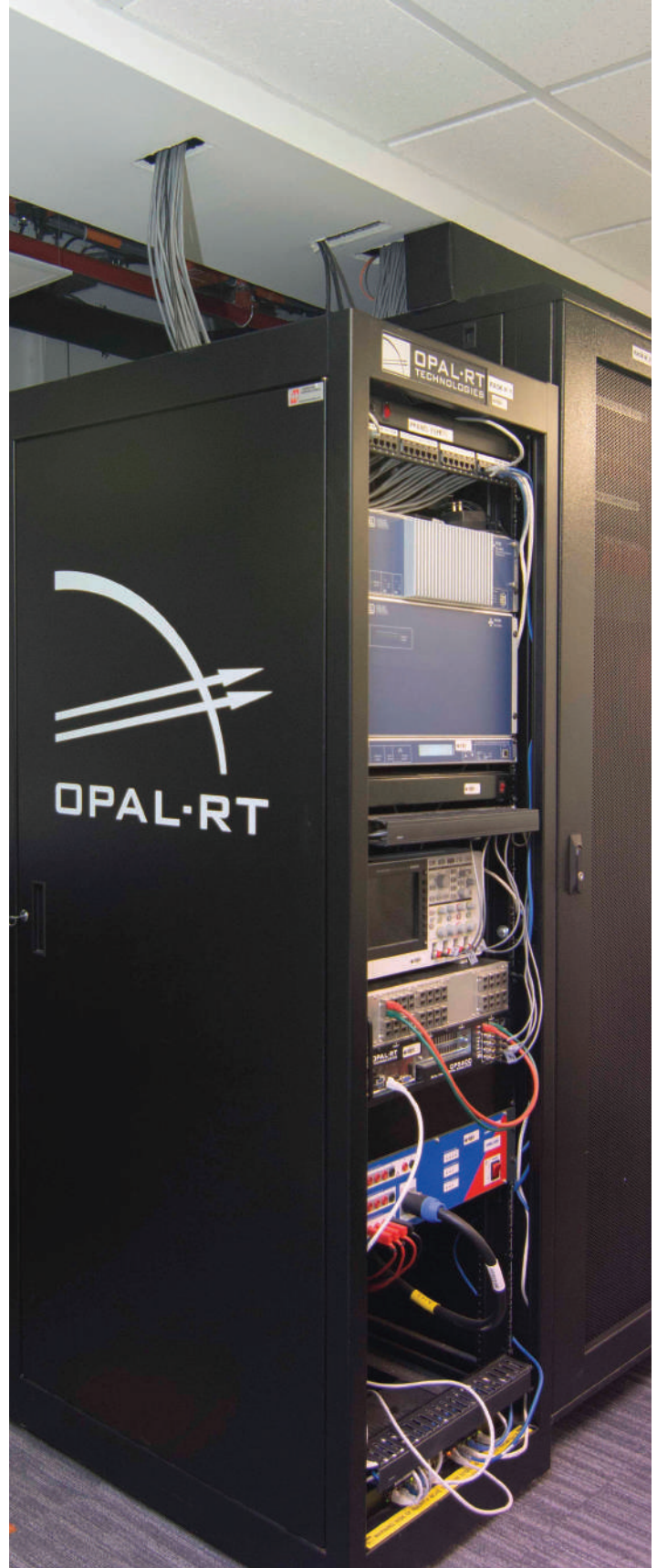
Consiste en un servicio de iSoc, relacionado con la operación y monitoreo de las acciones del Centro de Control de Operaciones de Seguridad IT/OT. Centro de control y monitoreo en tiempo real de las amenazas emergentes para responder proactivamente a las mismas.

- **Línea Pasiva**

### **Controles Tecnológicos**

Implementación de los controles tecnológicos, consistente en el fortalecimiento de los esquemas de defensa pasiva.

- Solución tecnológica para el control de acceso a redes de datos (NAC – Network Access Control).
- Solución tecnológica para la autenticación única de aplicaciones del portal, Single Sign-On, SSO.
- Solución de Gestión de identidades, GI



## Seguridad, información, procesos y cultura

La implementación de las soluciones tecnológicas debe ir acompañada de la intervención en la cultura de las personas, para que puedan apropiarse de las nuevas herramientas, las aprendan a utilizar y modifiquen sus comportamientos, garantizando la correcta aplicación de las nuevas soluciones. En ese sentido, desarrollamos una campaña de concientización, cursos virtuales y material de entrenamiento. También hicimos un diagnóstico de ingeniería social para medir la efectividad de las acciones de concientización y desarrollar planes de entrenamiento; intervenimos los procesos y el gobierno corporativo para adoptar medidas de ciberseguridad; establecimos métricas de ciberseguridad IT/OT actualizadas y desarrolladas e implementamos un proceso de gestión de incidentes de seguridad ajustado al iSoc.

### Tecnología que facilita el logro de los objetivos

Contamos con la gestión del área de tecnología como apoyo a la operación de la empresa con la prestación de servicios de soporte y mantenimiento a la infraestructura, datos y aplicaciones. El desempeño de los indicadores de la plataforma para tecnología está relacionado con la disponibilidad de servidores, bases de datos y componentes de la red LAN. Durante el 2018 alcanzamos un desempeño positivo en nuestros indicadores, cumpliendo con las metas establecidas por la organización.

Indicador	Meta	2018	2017	2016
Disponibilidad servidores	99,80%	99,96%	99,99%	99,97%
Disponibilidad de bases de datos	99,80%	99,93%	100,00%	100,00%
Disponibilidad componentes de red LAN	99,50%	100%	99,97%	99,99%

Fuente: Herramienta Quickscore, XM

Por su parte, alcanzamos los siguientes resultados en el nivel de servicio a los agentes del mercado y usuarios de la organización, el cual se mide por el comportamiento de la mesa de ayuda como punto único de contacto de tecnología.

Atención de usuarios				
SLA	Meta	Porcentaje de cumplimiento		
		2018	2017	2016
Atención de solicitudes	85%	87.05%	95%	98%
% de incidentes abiertos a cargo de contratistas	2%	0.43%	2%	1%
Nivel de satisfacción de usuarios	85%	97%	100%	97%

Fuente: Informe de Gestión del Proveedor Unisys

Frente a los servicios de tecnología para la empresa, logramos tener un nivel de satisfacción general mayor con relación al 2017, atendiendo 9,558 incidentes, 21,550 requerimientos y 149 mejoras a los aplicativos existentes soportando la operación del CND y el MEM.



## Entrega de servicios de TI

La entrega de servicios de tecnología digital en XM involucra el compromiso de un equipo de trabajo sólido conformado por personal interno y de terceros como aliados a largo plazo. Con este enfoque nos hemos permitido adaptar nuestras capacidades tanto operativas como técnicas, integrando nuevas tecnologías para dar respuesta a las necesidades de la empresa.

Durante el 2018 establecimos el propósito de la transformación digital, el cual consiste en liderar esta transformación y la integración de soluciones diferenciadoras dentro de la estrategia y en el modelo de negocio de XM, para entregar servicios de tecnología ágiles, innovadores, óptimos y oportunos. De esta manera, marcamos un derrotero para continuar con la implementación del nuevo modelo operativo de tecnología y así seguir construyendo las capacidades organizacionales para liderar esa transformación y optimizar los servicios digitales.

Cumplimos el plan de tecnología establecido para el año anterior, alcanzando los siguientes logros:

### Optimización portafolio de aplicaciones

Definimos una arquitectura que gira en torno al concepto de microservicio que busca mejorar la escalabilidad, la flexibilidad y la disponibilidad de las aplicaciones, con el fin de estandarizar el intercambio de información entre los aplicativos y así continuar fortaleciendo la arquitectura empresarial de nuestra compañía.

De igual manera implementamos un mapa de ruta para un grupo de aplicativos previamente identificados que permitirá realizar la evolución técnica y funcional necesaria para soportar la operación futura. Este mapa de ruta busca agregar valor al negocio y contribuir a la transformación digital entregando sistemas que aporten de manera eficiente a los procesos de la compañía



## Nuevo modelo operativo

El año anterior fortalecimos el rol de tecnología siendo un aliado del negocio y desarrollando una visión integral para cada una de las áreas y procesos de XM, que permita establecer conjuntamente iniciativas, proyectos y soluciones, con el propósito de agregar valor durante el ciclo de vida de los requerimientos desde su ideación, aprobación, planeación, diseño, entrega, soporte y finalización.

También mejoramos la entrega de los servicios de TI ajustando nuestros procesos para responder con mayor flexibilidad y agilidad en nuestra gestión, buscando la integración más eficiente entre la infraestructura y el proceso de desarrollo de funcionalidades en nuestros aplicativos. Adicionalmente, llevamos a cabo cambios en los procesos establecidos de operación y gestión en tecnología para facilitar y agilizar la atención de incidentes y requerimientos que se presentan en la operación.

De igual manera establecimos canales de comunicación con las áreas a través de la creación de informes sobre nuestra gestión para abrir el camino a una mejora continua con la medición de indicadores de gestión de tecnología e incorporamos elementos para la gestión integral de la demanda, que nos permitió planear y gestionar los recursos humanos necesarios para la atención de los requerimientos, proyectos y el soporte de las aplicaciones de una manera integral y balanceada. Con esta gestión logramos establecer la capacidad necesaria para satisfacer las necesidades de la empresa y planear adecuadamente los recursos.

## Proyectos y resoluciones

Desarrollamos 24 proyectos e implementamos 11 resoluciones para dar respuesta a la regulación y necesidades de la CREG con relación a la

operación del CND y el MEM. Así mismo, evolucionamos la herramienta de información inteligente, BI, para potenciar la estrategia de analítica en la organización. Esta evolución incluyó la migración del motor de base de datos SQL server 2008 a 2016 para el aplicativo de BI y la realización de una prueba de concepto para migrar reportes de Portal BI a la herramienta Power BI, la cual es más amigable y efectiva en la presentación de la información.

De otro lado implementamos el nuevo sistema de facturación electrónica para dar cumplimiento a la regulación de la DIAN y modernizar nuestro sistema de facturación. También configuramos la herramienta Recover Point Appliance para mejorar los esquemas de recuperación ante fallas de nuestros sistemas y así minimizar el riesgo cibernético de encriptación de datos reforzando la seguridad de la información que se maneja en nuestra empresa y actualizamos la plataforma donde están alojadas nuestras bases de datos Oracle sin la afectación a la prestación del servicio. Con esta actualización aseguramos que se mantenga la vigencia tecnológica de los servicios digitales de XM soportados en esta infraestructura.

## Integración de nuevas plataformas

Para iniciar las pruebas de integración de las aplicaciones incluidas en una primera fase, desarrollamos la producción y operación de la plataforma de integración Enterprise Services Bus, ESB, que queda disponible para la integración de cualquiera de las aplicaciones de la empresa. Así mismo habilitamos un almacén de datos Operational Data Store, ODS, el cual expone información de las entidades de negocio transversales en la empresa y que proviene de diferentes fuentes para ser utilizada en varios proyectos.

## Transformación digital

En XM sabemos que el mundo se mueve a gran velocidad y que los desarrollos digitales soportan ese nuevo ritmo, por eso seguimos comprometidos con la transformación digital. Destacamos la implementación de 21 robots en 4 procesos, usando la metodología de Robotic Process Automation, RPA, lo que nos permitió una mayor optimización y una disminución en el tiempo de respuesta en tareas operativas. Estas automatizaciones las llevamos a cabo en 4 procesos operativos de XM para el ingreso de nuevos proyectos, la gestión de cuentas de acceso a nuestras aplicaciones, la gestión financiera y la gestión de seguridad de las carpetas que contiene archivos de información con los que trabajamos todos los días.

De igual manera, construimos el Mapa Digital 2025, partiendo de nuestra ambición digital, la evaluación de la línea base de los procesos priorizados, la identificación de iniciativas con base en retos innovadores, definiendo líneas de trabajo y consolidando el portafolio digital a partir de las oportunidades identificadas y propuestas de aliados.

Finalmente implementamos la primera aplicación Gestión Integral de Demanda, GID More, una plataforma desarrollada usando inteligencia artificial, ampliando nuestro portafolio de transformación digital y avanzando en el objetivo de lograr un conjunto de aplicaciones preparadas para atender las nuevas necesidades que surgen con los retos de futuro del sector.





## Cumplimiento legal y regulatorio

103-1 Entendemos este asunto material como el  
103-2 establecimiento de controles necesarios para  
103-3 asegurar que al interior de la compañía se cumpla con el marco normativo aplicable, cobrando gran importancia por las repercusiones que cualquier incumplimiento puede tener en la actividad y funciones de la empresa, además por el hecho del aumento constante de las normas y exigencias legales en todos los niveles de la organización.

La base de las funciones que desarrolla XM tiene como sustento la ley y la regulación, que nos permite gestionar las actividades de manera organizada y coherente y actuar de manera transparente con los demás actores de la cadena productiva, procurando mantener una operación con criterios de calidad, confiabilidad, seguridad y economía.

Planificamos y controlamos las distintas actividades para implementar y fortalecer el esquema de cumplimiento legal y regulatorio, a través del monitoreo y análisis permanente

de las normas y leyes emitidas por el Estado, las resoluciones publicadas por la CREG y los acuerdos del CNO que impactan a XM en su función de operar y administrar el mercado. Además, contamos con auditorías internas y externas que nos permiten evaluar el cumplimiento de nuestras obligaciones e identificar oportunidades de mejora.

Se ejecutaron las auditorías internas planeadas y actividades de aseguramiento y consulta para fortalecer procesos de negocio y de soporte de manera sistemática, independiente y objetiva. Así mismo, la firma Pricewaterhousecoopers, auditor externo seleccionado, concluyó que los procesos objeto de aseguramiento de XM cumplieron con las resoluciones emitidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, vigentes para el período comprendido entre el 1° de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2017 para los procesos ASIC, LAC y TIES y para el período comprendido entre el 1° de enero de 2016 y el 31 de diciembre de 2017 para el proceso del CND.



## Gestión regulatoria

Desde el año 2014 a partir de la expedición de la Ley 1715 de 2014, por la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, venimos trabajando intensamente en el sector eléctrico para lograr el objetivo de esta ley, y de esta forma diversificar la matriz energética de nuestro país. Producto de ello, durante el año 2018 la CREG estableció las reglas para la entrada de Generación Distribuida y Autogeneradores a Pequeña Escala al SIN, a través de la Resolución CREG 030 de 2018, además planteó proyectos de resolución que definen las reglas para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN a través de la Resolución CREG 123 de 2018.

Por otro lado, sostuvimos conversaciones constantes durante todo el año con la CREG, el Ministerio de Minas y Energía, la UPME y el CNO que nos permitieron realizar diversos análisis para dar alternativas al sector en el abordaje de los retos futuros.

En cumplimiento de lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía emitió la Resolución 40791 de 2018 modificada por la Resolución 41307 de 2018, la cual implementa un mecanismo que promueve la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes en el MEM. Por otro lado, la CREG en cumplimiento de lo establecido en la Resolución del Ministerio en mención, expidió la Resolución CREG 011 de 2019 que regula las garantías y auditoría de la construcción de las plantas nuevas que resulten con asignación en la subasta de contratos de largo plazo que realizará la UPME.

Con la Resolución CREG 103 de 2018 la cual modifica el esquema de Asignación de Obligaciones de Energía de Reloj Descendente a Sobre

Cerrado establecido en el anexo 10 de la Resolución CREG 071 de 2006, desde el segundo semestre del año anterior estamos trabajando para llevar a cabo todas las adecuaciones tecnológicas que permitan dar cumplimiento a los estándares y procedimientos definidos por la CREG, con el objetivo de que, para la siguiente Subasta de Asignación de OEF del periodo de vigencia 2022 – 2023, se lleve a cabo en la oportunidad establecida por el regulador a través de la convocatoria realizada en la Resolución CREG 104 de 2018 y sus modificaciones. Esta última resolución define un esquema de incentivos a la entrada temprana de los proyectos de generación que resulten con asignación de OEF. Lo anterior, a partir de los hechos que se presentaron en el primer semestre de 2018 en la construcción del proyecto hidroeléctrico Ituango.

De igual manera, participamos en el proceso de asignación de OEF convocado por la CREG mediante la Resolución CREG 083 de 2018, con el cual se asignaron OEF para los periodos de vigencia 2019 – 2020, 2020 – 2021 y 2021 – 2022, a través del mecanismo establecido en el Artículo 25 de la Resolución CREG 071 de 2006.

También realizamos la quinta Subasta de Reconfiguración de Venta, la cual fue convocada por la CREG a través de la Resolución CREG 084 de 2018 para el periodo de vigencia 2018 – 2019 y finalizamos con éxito la primera verificación quinquenal en cumplimiento de lo estipulado en la Resolución CREG 038 de 2014, la cual generó grandes aprendizajes y recomendaciones para la próxima verificación quinquenal.

## Expedición de resoluciones CREG

Durante el año 2018, la CREG expidió diferentes resoluciones que fueron implementadas por el CND, ASIC y LAC en cumplimiento de lo estipulado, de las cuales resaltamos las siguientes:



- Resolución 010: modificación de la Tarifa de Venta en Bloque de energía eléctrica para efectos de la liquidación de las transferencias establecidas en el artículo 45 de la Ley 99 de 1993.
  - Resolución 015: establecimiento de la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN. La metodología fue modificada por la Resolución CREG 085 de 2018.
  - Resolución 030: establecimiento de los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de autogeneración a pequeña escala y generación distribuida, incorporando elementos necesarios para promover esta actividad en forma gradual considerando los impactos sobre la tarifa. Con esta resolución se establecen mecanismos simplificados de conexión y la aceptación de medidores bidireccionales de bajo costo para la autogeneración. Así mismo se define el límite para la generación distribuida en 1100kW.
  - Resolución 049: modificación de algunas reglas de la Resolución CREG 004 de 2003, eliminando las importaciones TIE del recaudo del cargo por confiabilidad en el mercado colombiano, además del establecimiento de la metodología para el cálculo del umbral y el precio de oferta de Ecuador como vinculante.
  - Resolución 083: establecimiento de la oportunidad para llevar a cabo la asignación de OEF del cargo por confiabilidad para los períodos comprendidos entre el 1 de diciembre de 2019 al 30 de noviembre de 2020, 1 de diciembre de 2020 a 30 de noviembre de 2021 y 1 de diciembre de 2021 a 30 de noviembre de 2022, a quienes representen plantas existentes.
  - Resolución 084: convocatoria para la subasta de reconfiguración de venta para el período 2018-2019.
  - Resolución 088: modificación al reglamento de garantías y algunos aspectos relacionados con plantas térmicas con asignaciones de OEF que utilicen combustibles líquidos establecidos en las Resoluciones CREG 085 de 2007 y 181 de 2010.
  - Resolución 089: establecimiento de la auditoría de los precios y cantidades declaradas por los agentes para la determinación del precio marginal de escases en cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 140 de 2017. La primera auditoría se realizó en diciembre, para el trimestre septiembre, octubre y noviembre de 2018.
  - Resolución 098: reglamentación de pruebas de disponibilidad para las fronteras utilizadas en contratos de demanda desconectable voluntaria, DDV.
  - Resolución 103: modificación de las reglas para las asignaciones de las OEF del cargo por confiabilidad, establecidas en la Resolución CREG 071 de 2006. Establece que la subasta de OEF es de sobre cerrado a través de un sistema de recepción de ofertas cumpliendo todos los protocolos de internet.
  - Resolución 104: establecimiento de la oportunidad para llevar a cabo la subasta de OEF del cargo por confiabilidad para los períodos comprendidos entre el 1 de diciembre de 2022 y el 30 de noviembre de 2023.
  - Resolución 114: definición de los principios y condiciones generales que deben cumplir los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica para que sus precios sean reconocidos en el componente de costos de compras de energía al usuario regulado.
- Por otro lado, la CREG publicó varios proyectos de resoluciones los cuales buscaban realizar cambios a las reglas actuales tanto para el MEM

como en el relacionamiento entre los diferentes actores del sector. De ellos, resaltamos los siguientes proyectos:

- Proyecto Resolución 080: modificación de la Resolución CREG 020 de 1996 en lo relacionado con las condiciones para garantizar la competencia en el mercado regulado.

- Proyecto Resolución 105: determinación de las obligaciones y reglas de comportamiento generales para los agentes que desarrollen los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible y sus actividades complementarias.

- Proyecto Resolución 121: establecimiento de las condiciones de competencia para el mecanismo de contratación establecido en la Resolución 40791 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía, y la fórmula de traslado de los precios de dicho mecanismo en el componente de costos de compras de energía al usuario regulado.

- Proyecto Resolución 122: definición de la garantía que deben entregar los vendedores que participan en el mecanismo expresado en la Resolución MME 4 0791 de 2018 (contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista) y el seguimiento a las obligaciones de estos. La resolución definitiva fue publicada por la CREG a principios de 2019 con la expedición de la Resolución CREG 011 de 2019.

- Proyecto Resolución 123: realización de una consulta de medidas transitorias y establecimiento de modificaciones y adiciones transitorias al reglamento de operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN.

- Proyecto Resolución 127: definición de los mecanismos para incorporar sistemas de almace-

namiento en el SIN.

- Proyecto Resolución 136: ajuste de aspectos referentes a las reglas de selección del gestor del mercado de gas natural, las condiciones en que prestará sus servicios y su remuneración, como parte del reglamento de operación de gas natural.

- Proyecto Resolución 143: ajuste de algunas reglas establecidas en la Resolución CREG 098 de 2018.

- Proyecto Resolución 151: realización de modificaciones a la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN.

Expedición de resoluciones del Ministerio de Minas y Energía

- Resolución 40791: definición e implementación de un mecanismo que promueve la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes en el MEM. La Resolución 41307 le hizo algunas modificaciones al mecanismo propuesto por el Ministerio.

- Resolución 40009: definición de la minuta de contrato de suministro de Energía Media Anual dentro del mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el MEM.

## Acompañamiento y propuestas regulatorias

En aras de contribuir con el desarrollo del sector eléctrico para lograr que el MEM sea cada vez más competitivo y eficiente, y buscando enfrentar los desafíos que vienen a futuro, desde XM participamos en la construcción de propuestas con los consultores contratados por la CREG y

presentamos algunas propuestas regulatorias, de las que resaltamos las siguientes:

- Participamos en la construcción de la propuesta y elaboración de comentarios del Reglamento de Operación, Reglamento Comercial y Reglamento del Coordinador Regional de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Colombia – Ecuador – Perú – Decisión CAN 816 de 2017.

- Participamos en la construcción y entrega de comentarios a los diferentes entregables de los consultores contratados por la CREG:

- o Propuesta regulatoria de servicios complementarios en el SIN

- o Estudio para la modernización del mercado spot (mercado vinculante e intradiario).

- o Propuestas de modificación para la actualización del Código de Redes

- o Estudio sobre integración de autogeneración y generación distribuida en los SDL.

- Presentamos ante la CREG la propuesta de reglamento operativo para la realización de la subasta de asignación de OEF con el nuevo mecanismo de sobre cerrado.

- Presentamos ante la CREG una propuesta para establecer un reglamento único en cuanto a mecanismos de cobertura y procedimiento de ejecución de garantías por parte de XM, dado que la pluralidad de normas contiene diferencias significativas con relación a los requisitos y a los procedimientos que se adelantan en materia de garantías. Lo anterior, sin perjuicio de que permanezcan las diferencias propias de cada tema como son las obligaciones a garantizar, el monto de la garantía, los eventos de incumplimiento y sus consecuencias.

## Gestión de procesos judiciales

La administración de nuestra compañía informa periódicamente a la Junta Directiva el estado de los procesos judiciales, así como las gestiones realizadas para administrar el riesgo jurídico y regulatorio.

Durante el año 2018 logramos dar por terminados 44 procesos adelantados desde los años 2006-2007 en nuestra contra, por la aplicación de las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000, relacionadas con el cargo por capacidad. La terminación de estos procesos fue posible por el desistimiento presentado por los demandantes, previa gestión de XM. Las pretensiones inicialmente planteadas por los demandantes y que ya no son una contingencia judicial para el MEM, ascendían a \$334 mil millones de pesos.

Al cierre de 2018 se encontraban pendientes los siguientes procesos:

Instancia	Fecha de inicio del proceso	Calidad de XM en el proceso	Motivo del proceso	Contraparte (Demandante/Demandado)	Estado actual del proceso
Tribunal Administrativo de Antioquia	08/10/2007	DEMANDADO	Nulidad de un acto administrativo o que impone una sanción	Fiduciaria La Previsora	Notificación por edicto
Tribunal Administrativo de Cauca	01/10/2012	DEMANDANTE	Ilegalidad de acto administrativo o que declara la ocurrencia del siniestro y ordena hacer efectiva la póliza	Municipio de Guachené - Cauca	Notificación personal
Juzgado 1 civil del circuito de Medellín	25/03/2008	DEMANDANTE	Incumplimiento en el pago de una obligación contenida en título valor	Energen S.A. E.S.P.	Auto que libra mandamiento de pago
Juzgado 4 civil del circuito de Barranquilla	15/04/2011	DEMANDANTE	Incumplimiento en el pago de una obligación contenida en título valor	Energía Confiable S.A. E.S.P.	Auto que libra mandamiento de pago
Tribunal Administrativo de Antioquia	20/04/2015	DEMANDANTE	Ilegalidad de acto administrativo o que impone tasa, impuesto o tributo	Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN	Auto que admite modificación de la demanda
Sala laboral del Tribunal Superior de Medellín	03/12/2008	DEMANDADO	No reconocimiento en derecho de prestaciones sociales	Juana María Gomez Palacio	Presentación de alegatos de conclusión
Tribunal Administrativo de Valle del Cauca	04/11/2014	DEMANDANTE	Ilegalidad de acto administrativo o que impone tasa, impuesto o tributo	Departamento del Valle del Cauca	Auto que admite demanda
Tribunal Administrativo de Cundinamarca	20/04/2015	DEMANDADO	Ilegalidad de acto administrativo o que impone multa por incumplimiento del contrato	Grupo Poliobras S.A. E.S.P.	Auto que fija fecha para audiencia
Juzgado 44 civil del circuito de Bogotá	30/01/2017	DEMANDANTE	Incumplimiento en el pago de una obligación contenida en título valor	Compañía de Electricidad del Cauca CEC S.A.S.	Auto que libra mandamiento de pago



Tribunal Administrativo de Cundinamarca	25/11/2016	DEMANDADO	ilegalidad de acto administrativo o que hace efectiva la clausula penal pecunaria	Empresas Públicas de Medellín - EPM	Audiencia inicial (oralidad)
Juzgado 22 laboral del circuito de Medellín	06/07/2017	DEMANDADO	Indebida liquidación cuota parte pensional	Luis Alberto Baquero Neira	Audiencia de conciliación, saneamiento, decisión de excepciones previas y fijación del litigio
Juzgado 2 laboral del circuito de Rionegro	29/05/2018	DEMANDANTE	Incumplimiento en el pago de una obligación con garantía real	Joaquin Fernando Yepes Mejía	Contestación de la demanda
JUZGADO 20 LABORAL DEL CIRCUITO DE MEDELLIN	12/04/2018	DEMANDADO	Incumplimiento en el pago de prestaciones sociales	Juan Carlos Obando Perez	Contestación de la demanda



## Administración de riesgos y crisis

103-1 En XM consideramos la administración de  
103-2 riesgos y crisis como un tema material porque  
103-3 nuestro negocio se desarrolla en un entorno cambiante y complejo, caracterizado por desafíos creados por una serie de factores que incluyen temas regulatorios, cambios en los comportamientos de la demanda, ataques cibernéticos, cambios tecnológicos y la aparición de nuevos actores, así como cambios no previstos en los riesgos gestionados tradicionalmente asociados a temas reputacionales, humanos y éticos. Todos estos con el potencial de generar afectaciones e impactos a nivel financiero, reputacional y para nuestros grupos de interés.

Teniendo en cuenta lo anterior, el sistema de gestión integral de riesgos, que incluye la gestión de crisis, busca la integridad de los recursos empresariales, la continuidad y sostenibilidad de los negocios a través de la ges-

ción permanente de los riesgos a los cuales nos encontramos expuestos. Para propender por la efectividad del sistema de gestión, contamos con una política corporativa, donde se expresa su objetivo y propósito y, un esquema de gobierno, que estructura las instancias que hacen parte de la gestión de riesgos, sus responsabilidades y la escalabilidad de los riesgos de acuerdo con su valoración. Adicionalmente, hemos desarrollado un documento técnico que detalla el marco metodológico, un programa de generación de cultura que precisa los planes a corto y mediano plazo para la promoción de la cultura de riesgos requerida y, un modelo de madurez con el cual identificamos y gestionamos las brechas para mejorar efectividad del sistema. También hemos estructurado una guía de gestión de crisis que orienta nuestras actuaciones para atender oportunamente situaciones de alto impacto

De otro lado, cada año realizamos la actualización del perfil empresarial de riesgos, en el cual priorizamos con la administración y la Junta Directiva los eventos de riesgos de mayor relevancia que pueden comprometer el logro de nuestros objetivos estratégicos o la integridad de nuestros

recursos empresariales, para los cuales se establecen medidas de administración para mitigar su probabilidad de ocurrencia o impacto. Para el año 2018 se priorizaron 6 riesgos y se definieron 22 medidas de administración para su gestión, sobre las cuales se realizaron ejercicios de auditoría interna para verificar su implementación en la fecha establecida y, la efectividad sobre la mitigación de riesgos fue considerada en la actualización de su valoración.

De las medidas desarrolladas en 2018 destacamos el programa de ciberseguridad, el programa SAM, el plan de renovación tecnológica, el proyecto de optimización del portafolio de aplicaciones, el proyecto de optimización del plan de continuidad del negocio, que incluye el proyecto multisitio, el plan de relacionamiento y comunicación, el plan táctico que recoge iniciativas y proyectos que apalancan la estrategia y nuestra participación en el Ecosistema Científico.

## Manejo proactivo de riesgos y continuidad del negocio

En XM, el Comité de Auditoría es nuestro máximo órgano de gobierno en la evaluación de la eficacia de los procesos de gestión del riesgo de la organización, cuyas responsabilidades en este aspecto fueron definidas en el Acuerdo de Junta Directiva No. 029 y que se resumen en velar por un adecuado balance de controles al interior de la compañía y por la adopción de un sistema de control interno efectivo; vigilar que la administración implante los mecanismos de la gestión integral de riesgos aprobados por la Junta Directiva, para asegurar que estos sean identificados y que los controles sean adecuados, estén vigentes y funcionen efectivamente.

Este comité cumplió con sus responsabilidades y mantuvo informada a la Junta Directiva sobre la eficacia de los procesos de gestión de riesgo.

## Auditorías internas y externas

Consideramos el control interno como un aspecto inherente a nuestros procesos, está inmerso en la organización y se constituye en un elemento estratégico y transversal con el cual garantizamos una seguridad razonable con respecto al logro de los objetivos enfocados en las operaciones, el aseguramiento de riesgos, el reporte y cumplimiento.

Para esos fines, monitoreamos el sistema de control en cada proceso, complementándolo con una gestión integral de riesgos y evaluaciones realizadas por actores externos, quienes, mediante auditorías, le hacen seguimiento a la gestión, el cumplimiento de las leyes y las regulaciones, la solidez financiera y, en términos generales, al cumplimiento de la empresa frente a los diferentes compromisos con los grupos de interés. Nuestra política de control aplicable establece los principios para el funcionamiento eficaz y eficiente del sistema, contribuyendo al logro de los objetivos organizacionales.

### Auditorías internas

Nuestra Dirección de Auditoría Interna focaliza su trabajo en los siguientes tópicos:

- Auditorías internas: planeamos y ejecutamos actividades de aseguramiento y consulta para fortalecer procesos de negocio y de soporte de manera sistemática, independiente y objetiva, aplicando la metodología de planeación diseñada para las empresas del grupo ISA.
- Gestión de cumplimiento: incluimos los aspectos asociados a la aplicación de elementos de cumplimiento, evaluaciones de lavado de activos, gestión ética y seguimiento a planes de mejoramiento.

- Auditores externos: coordinamos y hacemos seguimiento al cumplimiento del alcance y las obligaciones de los auditores externos aplicables a XM.
- Reportes a entes externos: reportamos información administrada por Auditoría Interna a los entes externos de control y vigilancia.
- Iniciativas internas: desarrollamos actividades que buscan mecanismos para mejorar a través de la innovación el desarrollo de la función de Auditoría Interna.

Nuestras prácticas y procedimientos de Auditoría Interna cumplen con el marco internacional requerido para ello. Las actividades programadas dentro del plan de auditorías aprobado por el Comité de Auditoría fueron ejecutadas en su totalidad, realizando trabajos que incluyeron auditorías a procesos críticos, seguimiento a planes de mejoramiento, actividades de apoyo, consultoría y gestión ética.

Con base en la visión integral de los resultados de las auditorías tanto internas como externas, en 2018 concluimos la existencia de un sistema de control interno adecuado que, teniendo en cuenta sus beneficios y limitaciones, proporcione una seguridad razonable del logro de objetivos y del cumplimiento de compromisos con los diferentes grupos de interés.

Como fortalezas reconocemos el mantenimiento de un ambiente de control fuerte y la aplicación rigurosa de la regulación, el compromiso del personal y el apoyo de la alta dirección; el liderazgo de la Acción Colectiva de Ética y Transparencia del sector eléctrico y el mejoramiento continuo de los procesos de la organización, a través del cierre de brechas, hallazgos y recomendaciones de todo tipo de auditorías, tanto internas como externas. De otro lado, asumimos como oportunidades de mejora la necesidad de continuar con el fortalecimiento de las prácticas de ciberseguri-

dad y el ajuste a los aspectos relacionados con el proceso de gestión de cambios en aplicaciones. Igualmente, continuaremos trabajando para tener una visión completa de la estrategia de arquitectura de TI y acompañando el proceso de consolidación del nivel de madurez del proceso de contratación.

## Auditorías externas

En las auditorías externas que realizamos en 2018 no se identificaron asuntos que pusieran en riesgo nuestro sistema de control, ni se hallaron incumplimientos legales o regulatorios. Las recomendaciones asociadas las estamos gestionando desde cada uno de los procesos respectivos.

- Auditoría externa de gestión y resultados: esta auditoría debe informar como mínimo una vez al año a la Superintendencia de Servicios Públicos, las situaciones que pongan en riesgo la viabilidad financiera de nuestra empresa, las debilidades importantes del control interno y las situaciones que afecten el desempeño de esta. Para la vigencia 2018, dicho rol fue ejercido por la firma KPMG Advisory Tax & Legal SAS quien, a la fecha de emisión del presente informe, no ha identificado hallazgos relevantes que deban ser informados.
- Revisoría fiscal: realiza el examen de la información financiera con el fin de expresar una opinión profesional independiente sobre la razonabilidad de los estados financieros, así como una evaluación y supervisión de los sistemas de control. La firma Ernst & Young Audit S.A.S. fue seleccionada por la Asamblea General de Accionistas de XM para ser el revisor fiscal en la vigencia 2018, emitiendo un dictamen limpio y sin salvedades el cual se encuentra adjunto a las Notas a los Estados Financieros.
- Auditoría externa a los procesos del Sistema de Intercambios comerciales, ASIC, Liquidación y



Administración de Cuentas, LAC, Transacciones Internacionales de Electricidad, TIES y Centro Nacional de Despacho, CND: la firma Pricewaterhousecoopers Asesores Gerenciales Ltda. fue el auditor externo seleccionado, quien concluyó que los procesos objeto de aseguramiento de XM cumplieron en todos los aspectos materiales con las resoluciones emitidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, vigentes para el período comprendido entre el 1° de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2017 para los procesos ASIC, LAC y TIES y para el período comprendido entre el 1° de enero de 2016 y el 31 de diciembre de 2017 para el proceso del CND.

- Visita de la Contraloría General de la República: En el primer semestre de 2018, en desarrollo de su Plan General de Auditoría 2018, la Contraloría nos realizó auditoría financiera de la vigencia 2017, que tenía como objetivo expresar su opinión sobre los estados financieros y si estos fueron preparados, en todos los aspectos significativos, de conformidad con el marco de información financiera o marco legal aplicable. Al respecto se emitió una opinión contable limpia o sin salvedades, y un concepto adecuado en la evaluación del control interno financiero. Se verificó la adecuada utilización del presupuesto y se indicó que los bienes y servicios adquiridos se recibieron, registraron y pagaron según lo pactado. Por último, se emitió un concepto favorable sobre la gestión en el manejo de los recursos públicos que hacemos en XM.

Como resultado de estas auditorías, se generaron algunos hallazgos administrativos, los cuales trabajamos y cerramos durante el 2018.



# Índice GRI

Estándar GRI	Contenidos básicos	Verificación externa	Número de página	Omisiones
102-1	Nombre de la organización	Sí	8	
102-2	Actividades, marcas, productos y servicios	Sí	22	
102-3	Ubicación de sede	Sí	27	
102-4	Ubicación de las operaciones	Sí	22-29	
102-5	Propiedad y forma jurídica	Sí	27	
102-6	Mercados servidos	Sí	26	
102-7	Tamaño de la organización	Sí	54	
102-8	Información sobre empleados y otros trabajadores	Sí	55	
102-9	Cadena de suministro	Sí	47	
102-10	Cambios significativos en la organización y su cadena de suministro	Sí		
102-11	Principio o enfoque de precaución	Sí	49	
102-12	Iniciativas externas	Sí		
102-13	Afiliación a asociaciones	Sí	10-19	
102-14	Declaración de altos ejecutivos responsables de la toma de decisiones	Sí	8	
102-15	Principales impactos, riesgos y oportunidades	No	36	
102-16	Valores, principios, estándares y normas de conducta	Sí	22-241	
102-17	Mecanismos de asesoramiento y preocupación éticas	No		
102-18	Estructura de gobernanza	Sí	28	
102-19	Delegación de autoridad	No	36	
102-20	Responsabilidad a nivel ejecutivo de temas económicos, ambientales y sociales	No	37	
102-21	Consulta a grupos de interés sobre temas económicos, ambientales y sociales	No		
102-22	Composición del máximo órgano de gobierno	No	28	
102-24	Nominación y selección del máximo órgano de gobierno	No	30	
102-25	Conflictos de interés	No	30	
102-26	Función del máximo órgano de gobierno en la selección de objetivos, valores y estrategia	No	31	

102-27	Conocimientos colectivos del máximo órgano de gobierno	No	31	
102-28	Evaluación del desempeño del máximo órgano de gobierno	No	32	
102-29	Identificación y gestión de impactos económicos, ambientales y sociales	No	36	
102-30	Eficacia de los procesos de gestión del riesgo	No	36	
102-31	Evaluación de temas económicos, ambientales y sociales	No	36	
102-32	Función del máximo órgano de gobierno en la elaboración de informes de sostenibilidad	No	34	
102-33	Comunicación de preocupaciones críticas	No	37	
102-34	Naturaleza y número total de preocupaciones críticas	No		
102-35	Políticas de remuneración	Sí	37	Para nuestra Junta Directiva no aplican sueldos variables, ni sueldos en función del desempeño, ni sueldos en función de la participación en las utilidades, ni bonificaciones, ni acciones diferidas o conferidas; tampoco bonificaciones de contratación o pagos de incentivos de contratación; ni indemnizaciones por despido; ni reembolsos; ni beneficios por jubilación. Dado que la compensación se da por asistencia, no hay criterios de desempeño en temas económicos, ambientales y sociales asociados a la misma.
102-40	Lista de grupos de interés	Sí	38	
102-41	Acuerdos de negociación colectiva	Sí	62	
102-42	Identificación y selección de grupos de interés	Sí		
102-43	Enfoque para la participación de los grupos de interés	Sí	39	
102-44	Temas y preocupaciones clave mencionados	Sí	40	

<b>102-45</b>	Entidades incluidas en los estados financieros consolidados	Sí		En los estados financieros consideramos las dos filiales (Camara Central de Riesgo de Contraparte -CCRC- y Sistemas Inteligentes en Red -SIER-) y el indicador 201-1 que se construyó con base en estos. El resto del informe tiene como alcance únicamente XM
<b>102-46</b>	Definición de los contenidos de los informes y las coberturas del tema	Sí	6-40	
<b>102-47</b>	Lista de los temas materiales	Sí	6-40	
<b>102-48</b>	Reexpresión de la información	Sí		No hubo reexpresiones de la información
<b>102-49</b>	Cambios en la elaboración de informes	Sí		El alcance de este Reporte es exclusivo a la gestión de XM en 2018. Las cifras y otros detalles de sus filiales e inversiones se encuentran en el capítulo: Resultados de filiales e inversiones en otras sociedades
<b>102-50</b>	Periodo objeto del informe	Sí	6	
<b>102-51</b>	Fecha del último informe	Sí	6	
<b>102-52</b>	Ciclo de elaboración de informes	Sí	6	
<b>102-53</b>	Punto de contacto para preguntas sobre el informe	Sí	7	
<b>102-54</b>	Declaración de elaboración del informe de conformidad con los estándares GRI	Sí	7-364	
<b>102-55</b>	Índice de contenidos GRI	Sí		
<b>102-56</b>	Verificación externa	Sí		
<b>103-1</b>	Explicación del tema material y su cobertura	Sí	42-240-246-263-270	
<b>103-2</b>	El enfoque de gestión y sus componentes	Sí	42-240-246-263-270	
<b>103-3</b>	Evaluación del enfoque de gestión	Sí	42-240-246-263-270	
<b>201-1</b>	Valor económico directo generado y distribuido	Sí	46	



201-4	Asistencia financiera recibida del gobierno	Sí	31-252	Los descuentos recibidos fueron en Colombia
205-1	Operaciones evaluadas para riesgos relacionados con la corrupción	Sí	241	En XM evaluamos el 100% de las operaciones en riesgos relacionados con la corrupción. Medellín es la única sede y lugar de las operaciones de la empresa. El principal riesgo relacionado con corrupción es el fraude, que agrupa diferentes conceptos, tales como conflictos de intereses, hurto y LAFT.
205-2	Comunicación e información sobre políticas y procedimientos anticorrupción	Sí	242	La información hace referencia a Colombia y no se están reportando los datos de empleados desglosados por categoría laboral, debido a que no se cuenta con el detalle en la información para hacer el cálculo, se hará en el Reporte integral de 2019 - Frente al alcance de la formación de empleados, esta solo hace referencia a la "reunión general de temas éticos"
205-3	Casos de corrupción confirmados y medidas tomadas	Sí	245	
305-1	Emisiones directas de GEI (alcance 1)	Sí	51	El personal con el que se calcula el transporte, incluye a practicantes y empleados en misión
305-2	Emisiones indirectas de GEI al generar energía (alcance 2)	Sí	51	
305-3	Otras emisiones indirectas de GEI (alcance 3)	Sí	51	

401-1	Nuevas contrataciones de empleados y rotación de personal	Sí	53	Los contratos de aprendizaje (aprendices) no se incluyen en los ingresos y retiros - Los datos reportados no se puede segregar por región, debido a que el personal contratado es de Medellín y la operación de la compañía es en Medellín.
404-1	Media de horas de formación al año por empleado	Sí		Actualmente no se cuenta con la información de empleados desglosados por categoría laboral para hacer el cálculo, XM empleará una metodología que permita construir dicha información y será incluida en próximos reportes.
418-1	Reclamaciones fundamentadas relativas a violaciones de la privacidad del cliente y pérdida de datos del cliente	Sí	42-69	



## Informe financiero y notas

Estamos seguros de los buenos resultados que se alcanzan cuando sumamos energías para el cumplimiento de los objetivos organizacionales. A continuación, presentamos las cifras financieras que dan cuenta de la gestión desarrollada en 2018. Los valores están expresados en millones de pesos colombianos y la moneda extranjera en valores originales.

## **ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA**

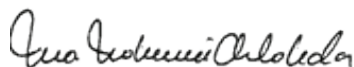
(Al 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017)

(Valores expresados en millones de pesos colombiano)

	NOTAS	2018	2017
<b>Activo corriente</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	6,088	18,554
Cuentas comerciales por cobrar y otros	9	41,044	35,537
Activos no financieros	5	5,609	5,045
<b>TOTAL ACTIVO CORRIENTE</b>		<b>52,739</b>	<b>57,136</b>
<b>Activo no corriente</b>			
Cuentas comerciales por cobrar y otros	9	9,741	9,433
Activos por impuestos diferidos	11	8,872	9,315
Inversiones en subsidiarias y entidades controladas en forma conjunta	8	4,947	10,222
Inversiones en instrumentos financieros	9	2,954	2,883
Propiedades planta y equipo	7	16,754	15,348
Activos intangibles	8	58,079	37,463
<b>TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE</b>		<b>99,347</b>	<b>84,642</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>		<b>152,086</b>	<b>141,778</b>
<b>PASIVO Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS</b>			
<b>Pasivo corriente</b>			
Beneficios a los empleados	12	(8,227)	(10,047)
Cuentas por pagar	10	(18,016)	(13,123)
Impuestos corrientes	11	(955)	(2,114)
Otros pasivos no financieros	13	(11,254)	(16,685)
<b>TOTAL PASIVO CORRIENTE</b>		<b>(38,452)</b>	<b>(41,949)</b>
<b>Pasivo no corriente</b>			
Beneficios a los empleados	12	(19,926)	(21,647)
Otros pasivos no financieros	13	(75,504)	(54,347)
<b>TOTAL PASIVO NO CORRIENTE</b>		<b>(95,430)</b>	<b>(75,994)</b>
<b>TOTAL PASIVO</b>		<b>(133,882)</b>	<b>(117,943)</b>
<b>Patrimonio</b>			
Capital suscrito y pagado	14	(14,829)	(14,829)
Reservas	14	(5,917)	(10,986)
Resultado integral del año	20	(6,042)	(7,050)
Resultados acumulados		7,156	6,955
Otro resultado integral	14	1,428	2,075
<b>TOTAL PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS</b>		<b>(18,204)</b>	<b>(23,835)</b>
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS</b>		<b>(152,086)</b>	<b>(141,778)</b>

\* Para efectos de comparación con el año gravable anterior, se efectuaron reclasificaciones que fueron reveladas en las notas correspondientes.

Véanse las notas que acompañan a los Estados Financieros.



**Maria Nohemí Arboleda Arango**  
Gerente General

(Ver certificación anexa)



**Iván Darío Restrepo Londoño**  
Contador  
T.P. 51528-T  
Membro de Contabler S.A. T.R. 138  
(Ver certificación anexa)



**Patricia Mendoza Sierra**  
Revisor Fiscal  
T.P. 78856-T  
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S. T.R. 530  
(Ver informe adjunto del 20 de febrero de 2019)



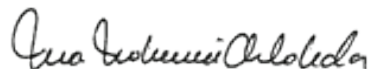
## ESTADOS DE RESULTADOS DEL PERIODO Y OTROS RESULTADOS INTEGRALES

(Al 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017)

(Valores expresados en millones de pesos colombianos)

	Notas	2018	2017
<b>INGRESOS DE CONTRATOS CON CLIENTES</b>			
Ingreso por actividades ordinarias	15	137,847	128,252
<b>TOTAL INGRESOS OPERACIONALES</b>		<b>137,847</b>	<b>128,252</b>
<b>COSTOS DE OPERACIÓN</b>			
Servicios personales	16	44,731	43,817
Costos y gastos generales	16	51,025	44,728
Contribuciones e impuestos	16	26,128	23,017
Depreciaciones	16	3,508	3,985
Amortizaciones	16	3,298	3,090
Provisiones	16	-	32
<b>TOTAL COSTOS DE OPERACIÓN</b>		<b>128,690</b>	<b>118,669</b>
<b>UTILIDAD BRUTA</b>		<b>9,157</b>	<b>9,583</b>
<b>OTROS INGRESOS Y GASTOS</b>			
Otros ingresos	17	109	45
Otros gastos	17	0	0
<b>UTILIDAD NETA POR ACTIVIDADES DE OPERACIÓN</b>		<b>9,266</b>	<b>9,628</b>
Ingresos financieros	18	3,578	3,633
Gastos financieros	18	2,946	2,201
Participación en la utilidad neta de subsidiarias y negocios conjuntos	19	3,274	2,704
<b>UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS</b>		<b>13,172</b>	<b>13,764</b>
Provisión impuesto de renta	11	7,130	6,714
<b>RESULTADO DEL PERIODO</b>		<b>6,042</b>	<b>7,050</b>
<b>UTILIDAD NETA POR ACCIÓN</b>		<b>407</b>	<b>475</b>
<b>OTRO RESULTADO INTEGRAL</b>			
Ganancias (Pérdidas) actuariales por planes de beneficio definidos	14	958	(555)
Impuesto a las ganancias relativo a componentes de otro resultado integral	14	(286)	183
Método de participación	14	(25)	-
<b>OTRO RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>647</b>	<b>(372)</b>
<b>RESULTADO INTEGRAL TOTAL DEL AÑO</b>		<b>6,689</b>	<b>6,678</b>

Véanse las notas que acompañan a los Estados Financieros



María Nohemí Arboleda Arango  
Gerente General

(Ver certificación anexa)



Iván Darío Restrepo Londoño  
Contador  
T.P. 51528-T  
Miembro de Contables S.A. T.R. 138  
(Ver certificación)



Patricia Mendoza Sierra  
Revisor Fiscal  
T.P. 78856-T  
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S. T.R. 530  
(Ver informe adjunto del 20 de febrero de 2019)



## ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017

(Valores expresados en millones de pesos colombianos)

	Capital suscrito y pagado	RESERVAS				Resultados del ejercicio	Otro Resultado Integral	Resultados retenidos	Impactos adopción NIIF	Total
		Legal	Por disposición fiscal	Fortalecimiento patrimonial	Total reservas					
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2016</b>	14,829	3,780	105	6,356	10,241	7,821	(1,703)	114	(7,070)	24,233
Traslados aprobados por la Asamblea General de Accionistas	-	782	(37)	-	745	(745)	-	-	-	-
Dividendos decretados a razón de \$477.1078076627 pesos, por acción liquidados sobre 14,829,000 acciones ordinarias, pagaderos en abril de 2017	-	-	-	-	-	(7,076)	-	-	-	(7,076)
Variación revalorización del patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultados retenidos NIIF	-	-	-	-	-	-	-	-	(201)	-
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	-	(372)	-	-	(372)
Utilidad Netas de 2017	-	-	-	-	-	7,050	-	-	-	7,050
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2017</b>	14,829	4,562	68	6,356	10,986	7,050	(2,075)	114	(7,070)	23,835
Traslados aprobados por la Asamblea General de Accionistas	-	705	(13)	(5,761)	(5,069)	5,069	-	-	-	-
Dividendos decretados a razón de \$817,262493010346 pesos, por acción liquidados sobre 14,829,000 acciones ordinarias, pagaderos en abril de 2018	-	-	-	-	-	(12,119)	-	-	-	(12,119)
Resultados retenidos NIIF	-	-	-	-	-	-	-	-	(201)	(201)
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	-	647	-	-	647
Utilidad Netas de 2018	-	-	-	-	-	6,042	-	-	-	6,042
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2018</b>	14,829	5,267	55	595	5,917	6,042	(1,428)	114	(7,271)	18,204

Véanse las notas que acompañan a los Estados Financieros.

María Noemí Arboleda Arango  
Gerente General

(Ver certificación anexa)

Iván Darío Restrepo Londoño  
Contador  
T.P. 51528-T  
Miembro de Contablero S.A. TR-138  
(Ver certificación anexa)

Patricia Mendoza Sierra  
Revisor Fiscal  
T.P. 78856-T  
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S. T.R. 530  
(Ver informe adjunto del 20 de febrero de 2019)

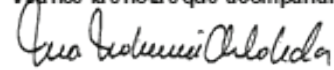
## ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO (Directo)

(Al 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017)

(Valores expresados en millones de pesos colombianos)

	2018	2017
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	152,193	145,880
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(49,126)	(49,867)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(50,303)	(42,065)
Flujos de efectivo netos procedentes (utilizados en) operaciones	52,764	53,948
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	(31,731)	(29,459)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	21,033	24,490
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	(4,931)	(12,876)
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos	(300)	(150)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo	20	(39)
Compras de propiedades, planta y equipo	(4,916)	(3,259)
Compras de activos intangibles	(21,914)	(15,106)
Dividendos recibidos, clasificados como actividades de inversión	9,014	3,982
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión	2,962	3,062
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(20,065)	(24,384)
Reembolsos de préstamos	603	698
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación	(12,119)	(7,079)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación	-	(9)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(11,516)	(6,382)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(10,548)	(6,277)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	80	273
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(10,468)	(6,004)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	16,554	22,558
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	6,086	16,554
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	6,086	16,554

Vea se las notas que acompañan los Estados Financieros



Maria Nohemi Arboleda Arango  
Gerente General

(Ver certificación anexa)



Iván Darío Restrepo Londoño  
Contador  
T.P. 51528-T

Miembro de Contabler S.A. TR-138  
(Ver certificación anexa)



Patricia Mendoza Sierra  
Revisor Fiscal  
T.P. 78856-T

Designado por Ernst & Young Audit S.A.S. T.R. 530  
(Ver informe adjunto del 20 de febrero de 2019)

# **XM COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P.**

## **NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS**

**AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017.**

(Valores expresados en millones de pesos colombianos, la moneda extranjera en valores originales, la utilidad neta por acción y dividendos por acción se expresa en pesos)

## **I. NOTAS DE CARÁCTER GENERAL**

### **1. Información General**

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., en adelante XM S.A. E.S.P., tiene como domicilio principal la ciudad de Medellín, es una Compañía de servicios públicos mixta, constituida como sociedad anónima el 1° de septiembre de 2005 mediante escritura pública No. 1080 de la Notaría Única de Sabaneta, creada en virtud de las autorizaciones legales contenidas en el parágrafo 1 del artículo 167 de la Ley 142 de 1994 y en el Decreto 848 del 28 de marzo de 2005 XM S.A. E.S.P., se encuentra sometida al régimen jurídico establecido en la Ley 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios), la Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica) y en las normas del derecho privado.

XM S.A. E.S.P., es subordinada de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA), quien posee el 99.73% de las acciones de capital. Además, dentro de sus accionistas se encuentran la Bolsa de Valores de Colombia S.A. (BVC), la Corporación Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico (CIDET), la Financiera de Desarrollo Nacional (FDN) y el Fondo de Empleados (FEISA).

El objeto social de XM S.A. E.S.P., consiste en prestar los servicios de planeación y coordinación de la operación de los recursos del sistema interconectado nacional, en la administración del sistema de intercambios y comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista, y en la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes del sistema interconectado nacional con sujeción a lo dispuesto en el Reglamento de Operación expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, los acuerdos expedidos por el Consejo Nacional de Operación (CNO) y la normativi-



dad vigente que le sea aplicable en Colombia. Los servicios que presta XM S.A. E.S.P., son servicios especiales regidos por las Leyes 142 y 143 de 1994 y no corresponden a funciones de cometido estatal.

Adicionalmente, XM S.A. E.S.P., tiene dentro de su objeto social, el desarrollo, tanto a nivel nacional como internacional, de las actividades relacionadas con la operación de sistemas de energía eléctrica y gas, la administración de sus mercados y la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes de transporte de energía eléctrica y gas, la administración de mercados de derivados financieros que tengan como activo subyacente energía eléctrica o gas, incluyendo sistemas de compensación y el desarrollo de actividades que se consideren vinculadas, sean conexas o de valor agregado a su objeto social.

Asimismo, comprende el objeto social de XM S.A. E.S.P., la operación de centros de control operativo de peajes de la infraestructura de vías de transporte terrestre; la planeación, operación y administración del servicio de liquidación, facturación, recaudo y distribución de las tasas de peajes; la planeación y operación de centros de supervisión, control y gestión de sistemas de movilidad de tránsito; la planeación y operación de centros de supervisión, control y gestión de sistemas integrados de transporte masivo; planeación, diseño, optimización puesta en servicio, operación, administración o gerenciamiento de mercados de bienes y servicios que requieran el desarrollo de sistemas de información o plataformas tecnológicas que involucren el intercambio de información con valor agregado. Igualmente, podrá prestar servicios técnicos relacionados con la tecnología y el conocimiento adquirido en el ejercicio y desarrollo de su objeto social.

Los estados financieros al 31 de diciembre del 2018 fueron aprobados en la Junta Directiva de XM S.A. E.S.P. en sesión celebrada el 20 de febrero de 2019.

## 2. Bases de presentación

A continuación, se describen las principales políticas y prácticas adoptadas por XM S.A. E.S.P.:

### 2.1. Principios contables

La Compañía prepara sus estados financieros de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia –NCIF–, establecidas en la Ley 1314 de 2009, reglamentada con Decreto 2420 de 2015 modificado por los decretos 2496 de 2015, 2131 de 2016 y 2170 de 2017 éstos últimos decretos fueron compilados en el Decreto 2483 de 2018, y con todas las disposiciones legales vigentes adoptadas por la Contaduría General de la Nación.

La aplicación de dichas normas internacionales en Colombia está sujeta a algunas excepciones establecidas por regulador y contenidas en el Decreto 2420 de 2015 y modificatorios.

El artículo 2.1.2 del Decreto 2420 de 2015 adicionado por el Decreto 2496 de 2015 y modificado con el Decreto 2131 de 2016 requiere la aplicación del artículo 35 de la Ley 222 de 1995, que indica que las participaciones en subsidiarias deben reconocerse en los estados financieros separados por el método de participación, en lugar del reconocimiento, de acuerdo con lo dispuesto en la NIC 28, al costo, al valor razonable o al método de participación.

El artículo 2.2.1 del Decreto 2420 de 2015, adicionado por el Decreto 2496 del mismo año y modificado por el Decreto 2131 de 2016 y Decreto 2170 de 2017, establece que la determinación de los beneficios post empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación o invalidez, se efectuará de acuerdo con los requerimientos de la NIC 19, sin embargo, requiere la revelación del cálculo de los pasivos pensionales de acuerdo con los parámetros establecidos en el Decreto 1625 de 2016, artículos 1.2.1.18.46 y siguientes y, en el caso de conmutaciones pensionales parciales de conformidad con lo dispuesto en el numeral 5 del artículo 2.2.8.8.31 del Decreto 1833 de 2016, informando las variables utilizadas y las diferencias con el cálculo realizado en los términos del marco técnico bajo NCIF. (Ver Nota 12)

Los estados financieros separados han sido preparados sobre la base del costo histórico, excepto por los instrumentos financieros derivados y algunos activos financieros que fueron medidos al valor razonable.

## **2.2. Aplicación de las normas incorporadas en Colombia a partir del 1 de enero de 2018**

La Compañía aplicará las siguientes normas y enmiendas por primera vez en el año 2018, en cumplimiento con los Decretos 2496 de 2015 y 2131 de 2016, emitidos por el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo.

### **2.2.1. Nuevas Normas de Contabilidad y de Información Financiera –NCIF– aceptadas en Colombia, aplicables a partir del 1° de enero de 2018.**

#### **2.2.1.1. NIIF 9 Instrumentos Financieros: Clasificación y valoración**

La NIIF 9 introduce nuevos requisitos para la clasificación y medición de activos financieros, deterioro de activos financieros y contabilidad de cobertura:

Deterioro de activos financieros: La NIIF 9 introduce un nuevo modelo de determinación del deterioro de los activos financieros basado en la pérdida esperada, a diferencia del modelo de NIC 39 que se basa en la pérdida incurrida. Según el enfoque del deterioro de valor de la NIIF 9, ya no es necesario que ocurra un suceso relacionado con el crédito antes de que se reconozcan las pérdidas

crediticias. De esta forma, el modelo de pérdida esperada resultará en reconocer los deterioros de forma anticipada al modelo actual, puesto que no va a ser necesario que se haya producido lo que actualmente se define como un evento de deterioro. De forma general, conceptualmente todos los activos tendrán una pérdida esperada por deterioro desde el día 1 siguiente a su reconocimiento inicial y se actualiza en cada fecha de presentación para reflejar los cambios en el riesgo crediticio.

En particular, los clientes de XM en su mayoría son entidades reguladas y pertenecen al mercado de energía, el cual cuenta con garantías idóneas y de alta calidad que respaldan la cartera y disminuyen la probabilidad de deterioro.

Los cambios resultantes de la adopción de la NIIF 9 no han sido reexpresados, en cuyo caso la diferencia acumulada en la provisión para pérdidas esperadas que se reconocen en aplicación de la norma se carga contra los resultados al 31 de diciembre de 2018. En consecuencia, la información presentada para 2017 no refleja los requisitos de la NIIF 9 y, por lo tanto, no es comparable a la información presentada para 2018.

La aplicación de los requerimientos de deterioro de la NIIF 9 ha dado como resultado una provisión para pérdida esperada de \$292,8 reconocida al corte del año 2018. (Ver Nota 9).

#### 2.2.1.2. NIIF 15 Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes

En mayo de 2014 fue emitida la NIIF 15, la cual es de aplicación completa para todos los períodos anuales que comienzan el 1° de enero de 2018. La norma establece un modelo comprensivo único en la contabilidad para el reconocimiento y medición de los ingresos ordinarios que surjan de los contratos con los clientes. El principio central de la NIIF 15 es que una compañía reconoce los ingresos de actividades ordinarias para describir la transferencia de los bienes o servicios prometidos a los clientes, a cambio de un valor que refleje la contraprestación a la cual se espera tener derecho en el intercambio por estos bienes o servicios.

Los ingresos se reconocen, mediante la aplicación de las siguientes cinco etapas:

**Etapas 1:** Identificar el contrato con el cliente

**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 a las obligaciones de desempeño del contrato

**Etapas 5:** Reconocer los ingresos ordinarios cuando (o a medida que) la entidad satisface una obligación de desempeño.

Para efectos de la transición, la norma puede ser aplicada de forma retroactiva a cada período de

presentación o retroactivamente con el efecto acumulado reconocido en la aplicación inicial.

La Compañía realizó la evaluación de las implicaciones en la adopción de la NIIF 15 concluyendo que no hay efectos cuantitativos ni relevantes en la aplicación de la NIIF 15, pues la medición y reconocimiento que se venía realizando bajo la NIC 18 y NIC 11, termina siendo similar a la NIIF 15.

### 2.2.2. Enmiendas a las Normas de Contabilidad y de Información Financiera –NCIF– aceptadas en Colombia aplicables a partir del 1° de enero de 2018

El artículo 1° del Decreto 2131 de 2015 adicionó el anexo 1.2 al Decreto 2420 de 2015 modificado por el Decreto 2496 de 2015, agregando modificaciones a la NIC 7 y NIC12.

#### 2.2.2.1. Enmiendas a la NIC 7

Iniciativa sobre información a revelar: las modificaciones efectuadas a la NIC 7 hacen parte de la iniciativa de revelaciones del IASB y requieren que las empresas revelen información que permita a los usuarios de los estados financieros evaluar cambios en los pasivos que surjan por actividades de financiación, incluyendo cambios en que afecten o no el efectivo. En la aplicación inicial de la modificación, la Compañía no estaría obligada a incluir información comparativa de períodos anteriores.

#### 2.2.2.2. Enmiendas a la NIC 12

Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas: estas modificaciones aclaran cómo registrar los activos por impuestos diferidos correspondientes a los instrumentos de deuda valorados al valor razonable.

En el análisis realizado por la Compañía se definió que la adopción de estos estándares e interpretaciones emitidas por el IASB no tiene un impacto material ni relevante sobre los estados financieros.

## 2.3. Adopción de nuevas normas e interpretaciones

El numeral 3 artículo 2.1.2 del libro 2, parte 1 del Decreto 2420 de 2015 modificado por los decretos 2496 de 2015, 2131 y 2132 de 2016 y 2170 de 2017 éstos últimos decretos fueron compilados en el Decreto 2483 de 2018, incluyen las normas que han sido emitidas por el IASB y que han sido adoptadas en Colombia, cuya vigencia será efectiva en años posteriores al 2018.

### 2.3.1 Nuevas Normas de Contabilidad y de Información Financiera –NCIF– aceptadas en Colombia, aplicables a partir del 1° de enero de 2019

#### 2.3.1.1. NIIF 16 Arrendamientos

La NIIF 16 fue emitida en enero de 2016 y reemplazó a: la NIC 17 que prescribe las políticas contables para contabilizar y revelar la información relativa a los arrendamientos, la CINIIF 4 que determi-



na si un acuerdo contiene un arrendamiento, la SIC-15 que establece el tratamiento de los incentivos derivados de un arrendamiento operativo y la SIC-27 que evalúa la sustancia de las transacciones que involucran la forma legal de un arrendamiento.

La NIIF 16 establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y revelación de los arrendamientos y requiere que los arrendatarios reconozcan sus contratos bajo un modelo similar al de los arrendamientos financieros según la NIC 17. La norma comprende dos excepciones para este reconocimiento: arrendamientos de activos de bajo valor, dentro de los que se ubican los equipos de cómputo y comunicación, y los arrendamientos a corto plazo, cuyo plazo es inferior a 12 meses. En la fecha de inicio de un arrendamiento, el arrendatario reconocerá: un activo que representa el derecho a usar el activo subyacente durante el plazo del contrato y un pasivo por los pagos periódicos que deben realizarse. Así como un gasto por intereses generado a partir del pasivo por arrendamiento y un gasto por depreciación que surge del activo por derecho de uso.

Esta nueva norma requiere que los arrendatarios vuelvan a medir el pasivo del arrendamiento cuando ocurran ciertos eventos, tales como un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los cánones futuros resultantes de una modificación o una modificación en índices o tasas. El arrendatario generalmente reconocerá el monto de la nueva medición del pasivo de arrendamiento como un ajuste al activo por derecho de uso.

La NIIF 16 no tiene cambios relevantes en los requerimientos de reconocimiento para los arrendadores frente a NIC 17. La Compañía no espera impactos significativos ni materiales en la aplicación de la nueva norma.

### 2.3.2. Enmiendas a las Normas de Contabilidad y de Información Financiera –NCIF– aceptadas en Colombia aplicables a partir del 1° de enero de 2019

#### 2.3.2.1. 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. La compañía deberá reevaluar la clasificación de la propiedad mantenida a esa fecha y, si aplica, reclasificarla para reflejar las condiciones existentes en ese momento.

La Compañía no espera impactos significativos con la aplicación de esta enmienda.

#### 2.3.3. Mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2014-2016 (emitadas en diciembre de 2016).

Estas mejoras 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, e incluyen:

### 2.3.3.1. NIIF 1 - Eliminación de las exenciones de corto plazo para adoptantes por primera vez

Las modificaciones a la NIIF 1 “Adopción por Primera Vez” eliminan ciertas exenciones a corto plazo en la NIIF 1 porque el período de presentación de informes al que se aplicaron las exenciones ya ha pasado. Como tal, estas exenciones ya no son aplicables.

### 2.3.3.2. NIC 28 – Aclaraciones acerca de que la medición de las participadas al valor razonable con cambios en resultados debe efectuarse por cada una de las inversiones

Estas enmiendas aclaran lo siguiente:

- Una compañía que es una organización de capital de riesgo u otra entidad calificada, puede elegir en el reconocimiento inicial de cada una de las inversiones, medir sus inversiones en asociadas y acuerdos conjuntos al valor razonable con cambios en resultados.

- Si una entidad, que no es una entidad de inversión, tiene un interés en una asociada o acuerdo conjunto que si es una entidad de inversión, la entidad puede, en la aplicación del método de participación patrimonial, elegir acumular la medición al valor razonable aplicada por esta entidad de inversión a sus asociadas o acuerdos conjuntos. Esta elección se hace de manera separada para cada inversión, en la fecha más cercana entre la fecha en que la entidad de inversión es reconocida inicialmente, la fecha en la que la asociada o acuerdo conjunto se convierte en entidad de inversión y la fecha en la que entidad de inversión asociada o acuerdo conjunto se convierte en matriz.

La Compañía anticipa que la adopción de esta enmienda no tendría un impacto material sobre los estados financieros.

### 2.3.4. Mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2015-2017 (emitidas en diciembre de 2017).

Estas mejoras se incluyen en el Decreto 2483 de 2018, con vigencia a partir del 1° de enero de 2019, e incluyen:

#### 2.3.4.1. NIIF 3 – Combinaciones de negocios

Las enmiendas clarifican que cuando una entidad obtiene el control de un negocio en una operación conjunta, esta aplica el requerimiento para una combinación de negocios alcanzada en etapas, incluye la remediación previa del interés poseído en los activos y pasivos de la operación conjunta a valor razonable. Al hacerlo el adquirente remediará estos en su totalidad previamente a tener el interés en la operación conjunta.

#### 2.3.4.2. NIIF 11 – Acuerdos conjuntos

Un parte que participa, pero no tiene el control conjunto de una operación conjunta, puede obtener

el control de la operación conjunta en la cual la actividad constituya un negocio tal y como lo define la NIIF 3. Las enmiendas clarifican que el interés poseído previamente en la operación conjunta no debe ser remedido.

#### 2.3.4.3. NIC 12 – Impuesto a las ganancias

Se aclara a través de esta modificación que una entidad reconocerá las consecuencias de los dividendos en el impuesto a las ganancias como se define en la NIIF 9 cuando reconozca un pasivo por dividendos a pagar. Las consecuencias de los dividendos en el impuesto a las ganancias están más directamente relacionadas con transacciones o sucesos pasados que generaron ganancias distribuibles, que con las distribuciones hechas a los propietarios. Por ello, una entidad reconocerá las consecuencias de los dividendos en el impuesto a las ganancias en el resultado del periodo, otro resultado integral o patrimonio según dónde la entidad reconoció originalmente esas transacciones o sucesos pasados.

#### 2.3.4.4. NIC 23 – Costos por préstamos

Esta modificación a la NIC 23 aclara que en la medida en que los fondos de una entidad procedan de préstamos genéricos y los utilice para obtener un activo apto, el valor de los costos susceptibles de capitalización se determinará aplicando una tasa de capitalización a los desembolsos efectuados en dicho activo. Adicionalmente aclara que la tasa de capitalización será el promedio ponderado de los costos por préstamos aplicables a todos los préstamos recibidos por la entidad pendiente durante el periodo. Sin embargo, la entidad debe excluir de este cálculo los costos por préstamos aplicables a préstamos específicamente acordados para financiar un activo apto hasta que se completen sustancialmente todas las actividades necesarias para preparar ese activo para su uso previsto o venta. El valor de los costos por préstamos que se capitalicen durante el periodo no debe exceder el total de los costos por préstamos en que se haya incurrido durante ese mismo periodo.

### 2.3.5. Enmiendas y modificaciones a las Normas de Contabilidad y de Información Financiera –NCIF– aceptadas en Colombia aplicables a partir del 1° de enero de 2019

#### 2.3.5.1. Enmiendas a la NIIF 9

Enmienda define los requisitos existentes en la NIIF 9 con respecto a los derechos de terminación de un contrato, para permitir la medición a costo amortizado (o, dependiendo del modelo comercial, a valor razonable a través de otro resultado integral) incluso en el caso de pagos de compensación negativos.

Adicionalmente, incluyen una aclaración con respecto a la contabilización de una modificación o canje de un pasivo financiero medido al costo amortizado que no da como resultado la baja en cuentas del pasivo financiero.

### 2.3.5.2. CINIIF 22 – Transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones anticipadas

Esta interpretación aborda la forma de determinar la fecha de la transacción a efectos de establecer la tasa de cambio a usar en el reconocimiento inicial del activo, gasto o ingreso relacionado (o la parte de éstos que corresponda), en la baja en cuentas de un activo no monetario o pasivo no monetario que surge del pago o cobro de la contraprestación anticipada en moneda extranjera.

### 2.3.5.3. Modificación a la NIC 28 – Participaciones de largo plazo en asociadas y negocios conjuntos

Esta modificación aclara que una entidad aplicará la NIIF 9 en lugar de la NIC 28, al contabilizar las participaciones de largo plazo. Por ello, al aplicar la NIIF 9, no se tienen en cuenta ninguna pérdida de la asociada o negocio conjunto, o cualquier pérdida por deterioro de valor sobre la inversión neta, reconocida como ajustes a la inversión neta en la asociada o negocio conjunto utilizando la NIC 28.

La Compañía anticipa que la adopción de estos estándares e interpretaciones emitidas por el IASB aún no vigentes en Colombia, mencionadas anteriormente, no tendría un impacto material sobre los estados financieros.

## 2.4. Enmiendas emitidas por el IASB no adoptadas en Colombia

### 2.4.1.1. CINIIF 23 – Incertidumbres frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias

Esta interpretación aclara cómo aplicar los requerimientos de reconocimiento y medición de la NIC 12 cuando existe incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias. En esta circunstancia, una entidad reconocerá y medirá su activo o pasivo por impuestos diferidos o corrientes aplicando los requerimientos de la NIC 12 sobre la base de la ganancia fiscal (pérdida fiscal), bases fiscales, pérdidas fiscales no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y tasas fiscales determinadas aplicando esta interpretación.

Entrada en vigor enero de 2019.

### 2.4.1.2. NIC 1 – Presentación de estados financieros

Esta interpretación determina que la información es material si se puede esperar razonablemente que la omisión, la desviación o el ocultamiento de la misma influyen en las decisiones que los usuarios primarios de los estados financieros de propósito general toman sobre esos estados financieros, los cuales proporcionan información financiera sobre una entidad específica de reporte.

Entra en vigor en enero de 2019



### 2.4.1.3. NIIF 3 – Combinaciones de negocios

Esta interpretación aclara que para ser considerado un negocio, un conjunto adquirido de actividades y activos debe incluir, como mínimo, una aporte y un proceso sustantivo donde estos contribuyan significativamente a la capacidad de crear productos; restringe las definiciones de un negocio y de los productos al centrarse en los bienes y servicios proporcionados a los clientes y al eliminar la referencia a la capacidad de reducir costos; agrega orientación y ejemplos ilustrativos para ayudar a las entidades a evaluar si se ha adquirido un proceso sustantivo; elimina la evaluación de si los participantes del mercado son capaces de reemplazar cualquier insumo o proceso faltante y continuar produciendo productos y agrega una prueba de concentración opcional que permite una evaluación simplificada de si un conjunto adquirido de actividades y activos no es un negocio.

Entrada en vigencia enero de 2020.

### 2.4.1.4. NIC 19 – Beneficios a los empleados

Esta interpretación aclara que en los casos en los que se produce una enmienda, reducción o liquidación del plan, es obligatorio que el costo del servicio actual y el interés neto para el período posterior a la nueva medición se determinen utilizando los supuestos actualizados para la nueva medición.

Además, se han incluido enmiendas para aclarar el efecto de una enmienda, reducción o liquidación del plan en los requisitos con respecto al techo de activos.

### 2.4.1.5. Marco conceptual

Contiene las definiciones de conceptos relacionados con:

- Medición: incluyendo los factores considerados cuando se seleccionan bases de medición.
- Presentación y revelación: incluyendo cuando clasificar un ingreso o gasto en el otro resultado integral.
- No reconocimiento: incluye la guía de cuando los activos o pasivos deben ser removidos de los estados financieros.

Adicionalmente, actualiza las definiciones de activo y pasivo y los criterios para incluirlos en los estados financieros.

Entrada en vigencia enero de 2020.

## 2.5. Principales juicios y estimaciones

La preparación de los estados financieros siguiendo las Normas de Contabilidad y de Información financiera requiere que la Administración utilice juicios, estimados y supuestos para determinar las cifras reportadas de activos y pasivos, la exposición de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros, así como las cifras reportadas de ingresos y gastos al 31 de diciembre de 2018.

Sin embargo, los resultados finales podrán diferir de las estimaciones incluidas en los estados de situación financiera. La Administración espera que las variaciones, si las hubiera, no tengan ningún efecto importante sobre los estados de situación financiera.

Estas estimaciones están basadas en la mejor experiencia de la Administración, las mejores expectativas en relación con los eventos presentes y futuros; así como la mejor utilización de la información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros separados; los resultados actuales pueden diferir de estas estimaciones, pero son ajustados una vez se conocen.

**La Administración ha determinado que los juicios y estimaciones más significativos corresponden a:**

- **Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo –UGEs–:** definiéndose éstas como el grupo identificable más pequeño de activos que genera entradas de efectivo que sean en buena medida independientes de las entradas de efectivo derivados de otros activos o grupos de activos.

La identificación de las UGEs involucra un juicio significativo, principalmente en la forma en que las entidades deben agregar sus activos.

XM S.A. E.S.P. establece todo el negocio como una UGE, dado que todo el grupo de activos genera entradas de efectivo, no hay posibilidad de establecer un grupo más pequeño.

- **Definición de los niveles de jerarquía de instrumentos financieros:** véase nota 3.9

**Contratos de arrendamiento:** los arrendamientos pueden ser operativos o financieros y su clasificación se basa en el grado en que los riesgos y beneficios, derivados de la propiedad del activo, afectan al arrendador o al arrendatario. Un arrendamiento se clasifica como financiero cuando se transfieren sustancialmente todos los riesgos y los beneficios inherentes a la propiedad del bien arrendado al arrendatario, en caso contrario, es clasificado como un arrendamiento operativo. Entre tales riesgos se incluye la posibilidad de pérdidas por capacidad ociosa u obsolescencia tecnológica, así como las variaciones en el rendimiento, debidas a cambios en las condiciones económicas. Los beneficios pueden estar representados por la expectativa de una explotación rentable a lo largo de la vida económica del activo, así como por una ganancia por revalorización o por una realización del valor residual.

Esta clasificación se realiza al inicio del contrato y no se cambia durante su plazo, salvo que el arrendatario y el arrendador acuerden cambiar las cláusulas del arrendamiento. No obstante, los cambios en las estimaciones –vida económica o valor residual del activo–, no darán lugar a una nueva clasificación del arrendamiento.

Ver 3.6.1 Arrendamientos financieros y 3.6.2 Arrendamientos operativos

- **Deterioro de valor de cuentas por cobrar:** para la determinación del deterioro por pérdida esperada se tendrá que utilizar información razonable y fundamentada sobre hechos pasados, condiciones presentes y previsiones razonables con respecto a las condiciones económicas futuras, siempre y cuando obtener dicha información no suponga un costo o esfuerzo excesivo. Adicionalmente, se contempla la utilización de ciertas soluciones prácticas para estimar la pérdida esperada, si éstas son coherentes con los principios incluidos en la norma.
- **Estimación del importe recuperable de un activo no financiero:** el valor en libros de los activos no financieros, excluyendo impuestos diferidos, es revisado en cada fecha de balance para determinar si existe indicio de deterioro. En caso de que existan indicios, se estima el valor recuperable del activo con cargo al resultado del ejercicio.
- **Estimación del valor en uso de activos operativos:** se estiman las entradas y salidas futuras de efectivo derivadas tanto de la utilización continuada del activo como de su enajenación o disposición por otra vía al final de su vida útil y se aplica el tipo de descuento adecuado a estos flujos de efectivo futuros.
- **Vida útil y valores residuales de las propiedades, planta y equipo:** la determinación de las vidas útiles y los valores residuales de los componentes de propiedad, planta y equipo, involucra juicios y supuestos que podrían ser afectados si cambian las circunstancias. La Administración de la Compañía, revisa estos supuestos en forma anual y los ajusta prospectivamente en caso de identificarse algún cambio.
- **Provisión para procesos legales y administrativos:** para estimar el valor de la contingencia de pérdida en los procesos que están pendientes contra XM, los asesores legales evalúan, entre otros aspectos, los méritos de los reclamos, la jurisprudencia de los tribunales al respecto y el estado actual de los procesos. Esta provisión está asociada a la probabilidad de ocurrencia, así como al juicio profesional y opinión de los asesores legales.

Actualmente el cálculo de la provisión se realiza de conformidad con lo establecido en la Resolución N° 353 expedida en noviembre del 2016 por la Agencia Nacional de Defensa Jurídica del Estado.

- **Recuperación de los activos tributarios diferidos:** se requiere el uso de juicio profesional para determinar si los activos tributarios diferidos se deben reconocer en el estado de situación financiera. Para utilizar los activos tributarios diferidos se exige que la Administración evalúe la probabilidad de que la Compañía genere utilidades gravables en períodos futuros. Los estimados de ingresos gravables futuros se basan en las proyecciones financieras y la aplicación de las leyes tributarias.

En la medida en que los flujos de caja futuros y los ingresos gravables difieran significativamente de los estimados, se podría tener un impacto en la capacidad de la Compañía para realizar los activos tributarios diferidos netos registrados en la fecha de reporte.

Adicionalmente, los cambios futuros en las leyes tributarias podrían limitar la capacidad de la Compañía para obtener deducciones tributarias en períodos futuros. Cualquier diferencia entre las estimaciones y los desembolsos reales posteriores es registrada en el año en que ocurre.

- **Beneficios a los empleados:** el costo de los planes de pensiones de prestación definida y de otras prestaciones médicas post empleo, así como su valor actual, se determinan mediante valoraciones actuariales. Estas valoraciones implican realizar varias hipótesis que pueden diferir de los acontecimientos futuros reales, tales como la determinación de la tasa de descuento, los futuros aumentos salariales y de pensiones y las tasas de mortalidad. Debido a la complejidad de la valoración, su naturaleza a largo plazo, y a las hipótesis subyacentes, el cálculo de la obligación por prestación definida es muy sensible a los cambios en las hipótesis. Todas las hipótesis se revisan en cada fecha de cierre.

La tasa de mortalidad se basa en tablas de mortalidad públicas del país. El incremento futuro de los salarios y el incremento de las pensiones se basan en las tasas de inflación futuras esperadas. (Véase Nota 12–Beneficios a los empleados).

## 2.6. Transacciones y saldos en moneda extranjera.

Los estados financieros se presentan en pesos colombianos porque es la moneda del entorno económico principal donde opera la Compañía, por lo tanto, esta es la moneda funcional y de presentación.

Las transacciones en moneda extranjera se traducen a la moneda funcional, usando los tipos de cambio vigentes a las fechas de las transacciones o de la valuación cuando las partidas se remiden. Las ganancias y pérdidas por diferencias en cambio que resulten del pago de tales transacciones y de la traducción a los tipos de cambio, al cierre del año de activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado del resultado integral.

Las ganancias en cambio relacionadas con partidas monetarias se presentan en el estado del resultado integral en el rubro “ingresos financieros”, por otra parte, las pérdidas se presentan en el estado de resultado integral en el rubro “gastos financieros”.

- **Tasas utilizadas**

Las operaciones y saldos en moneda extranjera se convierten a las tasas de cambio vigentes certificadas por el Banco de la República en Colombia o por los bancos oficiales de los principales países con los cuales la Compañía realiza transacciones.



Las tasas de cambio utilizadas para la preparación de los estados financieros al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, expresadas en pesos colombianos, fueron las siguientes:

Moneda	Código	2018	2017
Dólar americano	USD	3,249.75	2,984.00
EURO	EUR	3,715.44	3,583.49

## 2.7. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, excepto por las provisiones por obligaciones post empleo y otras similares, y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho período.

## 3. Principales políticas contables

Las principales políticas y prácticas contables aplicadas en la elaboración de los estados financieros adjuntos, han sido las siguientes:

### 3.1. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas

XM S.A. E.S.P. actualiza las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos en sus estados financieros bajo el método de participación patrimonial.

**Subsidiaria:** Las subsidiarias son entidades controladas por otra entidad. Un inversionista controla una entidad cuando está expuesto, o tiene derecho, a rendimientos variables procedentes de su implicación en la entidad y tiene la capacidad de influir en esos rendimientos a través de su poder sobre la misma.

**Asociadas:** Una asociada es una entidad sobre la cual la Compañía está en la capacidad de ejercer influencia significativa, por medio del poder de participar en las decisiones sobre sus políticas operativas y financieras. En general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en los que la Compañía posee una participación superior al 20%, aunque al igual que el control debe evaluarse.

**Negocio conjunto:** es un acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad. El control conjunto se produce únicamente cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que están compartiendo el control.

El método de participación patrimonial: es un método de contabilización según el cual la inversión se registra inicialmente al costo, y se ajusta por los cambios posteriores a la adquisición en la participación de la Compañía en los activos netos de la entidad. El resultado del periodo y el otro resultado integral de la Compañía incluyen su participación en el resultado del periodo y el otro resultado integral de la entidad.

Los dividendos percibidos de las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos se registran como menor valor de inversión.

Las transacciones que implican una pérdida de control o influencia significativa en la participada se contabilizan reconociendo cualquier participación retenida por su valor razonable y la ganancia o pérdida resultante de la operación se reconoce en los resultados del período incluyendo las partidas correspondientes de otro resultado integral.

En las transacciones que no implican una pérdida de control o influencia significativa en la participada, se continúa aplicando el método de la participación y se reclasifica en resultados la porción de la ganancia o pérdida reconocida en los otros resultados integrales, relativo a la reducción en la participación de la propiedad.

### 3.2. Propiedades planta y equipo

Las propiedades, planta y equipo, se valoran a su costo de adquisición –costo histórico– o de construcción, menos las depreciaciones y pérdidas por deterioro acumuladas, en caso de existir. Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Aranceles de importación y los impuestos indirectos no recuperables que recaigan sobre la adquisición, después de deducir cualquier descuento o rebaja del precio.
- Todos los costos directamente relacionados con la ubicación del activo en el lugar y en las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la administración.
- Costos por préstamos directamente atribuibles a la adquisición de un activo apto.
- La estimación inicial de los costos de desmantelamiento o retiro del elemento, así como la rehabilitación del lugar sobre el que se asienta, cuando constituyan obligaciones en las que incurre la entidad, como consecuencia de utilizar el elemento durante un determinado periodo.

Las erogaciones por el mantenimiento, conservación y reparación de estos activos se registran directamente en resultados como costo del período en que se incurren.

Las adiciones y costos de ampliación, modernización o mejoras, se capitalizan como mayor valor de los correspondientes bienes, siempre que aumenten su vida útil, amplíen su capacidad productiva y su eficiencia operativa, mejoren la calidad de los servicios, o permitan una reducción significativa de

los costos.

Un elemento de propiedad, planta y equipo es dado de baja al momento de su venta o cuando no se espera obtener beneficios económicos futuros por su uso o disposición. La ganancia o pérdida surgida al dar de baja un activo se calcula como la diferencia entre los ingresos de la venta neta, en su caso, y el valor en libros del activo. Este efecto se reconoce en resultados.

### • Activos en construcción y montaje

Las propiedades utilizadas durante el curso de la construcción para fines de administración, producción, suministro o para propósitos no definidos, son registradas al costo, menos cualquier pérdida por deterioro reconocido. Cuando estos activos en construcción y montaje estén listos para su uso pretendido, se clasifican en las categorías apropiadas de propiedades, planta y equipo y la depreciación inicia en ese momento, es decir, cuando se encuentren en la ubicación y en las condiciones necesarias para ser capaces de operar de la forma prevista.

### • Valor residual

Es el importe estimado que se obtendría por la disposición del activo, después de deducir los costos estimados por tal disposición, si el activo ya hubiera alcanzado la antigüedad y las demás condiciones esperadas al término de su vida útil.

### • Componentes de los activos

Un componente de un activo fijo es un elemento que se puede ver como parte de otro activo, pero que, por sus propias características, por la función que desempeña y por el tipo de estrategias o actividades que se siguen durante su vida técnica de servicio, pueden ser tratados como un activo independiente.

Cada componente de propiedad, planta y equipo debe ser identificado y separado de los demás activos para efectos de depreciarlos durante su vida útil y para facilitar su tratamiento y control contable.

Anualmente se revisa la metodología para el cálculo de la vida remanente de los componentes de los activos.

El siguiente es el rango de vida útil estimada de los activos o componentes de activos para los periodos terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

CLASE DE ACTIVO / COMPONENTE ACTIVO	VIDA ÚTIL
Maquinaria y equipo	5 - 15 años
Equipo de comunicación y computación	5 - 10 años
Muebles, enseres y equipo de oficina	10 - 15 años

Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, la Administración de la Compañía consideró que no existen indicios de tipo operativo y/o económico que indiquen que el valor neto registrado de la propiedad, planta y equipo, no pueda ser recuperado.

### 3.3. Otros activos no financieros

Comprende gastos pagados por anticipado, servicios de telecomunicaciones y otros activos, los cuales son amortizados por el método de línea recta durante los períodos en los cuales se espera recibir los beneficios económicos. Los gastos pagados por anticipado incluyen principalmente partidas monetarias como primas de seguros, entre otros, y también se pueden amortizar de acuerdo con la vigencia de las pólizas respectivas.

### 3.4. Intangibles

Un activo intangible se reconoce como tal cuando se cumplen la condición de ser identificable y separable, la Compañía tiene la capacidad de controlar los beneficios económicos futuros asociados a él y el elemento generará beneficios económicos futuros.

#### • Reconocimiento inicial intangibles

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

#### • Baja de activos intangibles

Un activo intangible se da de baja al momento de su disposición, o cuando no se espera obtener beneficios económicos futuros por su uso o disposición. La ganancia o pérdida que surge de la baja de un activo intangible, medida como la diferencia entre los ingresos netos provenientes de la venta y el importe en libros del activo, se reconoce en los resultados al momento en que el activo es dado de baja.

Los valores residuales, vidas útiles y métodos de amortización son revisados al cierre de cada periodo anual y son aplicados de forma prospectiva si es necesario.

#### • Software y licencias

El software es amortizado por el método de línea recta en un período máximo de diez años. Las licencias son amortizadas por el método de línea recta durante los períodos en los cuales se espera percibir los beneficios, de acuerdo con los estudios de factibilidad para su recuperación.

#### • Activos intangibles generados internamente – desembolsos por investigación y desarrollo

Los desembolsos originados por las actividades de investigación se reconocen como un gasto en el periodo en el cual se incurren. La fase de investigación comprende todo estudio original y planificado



que se realiza con la finalidad de obtener nuevos conocimientos científicos o tecnológicos.

La fase de desarrollo consiste en la aplicación de los resultados de la investigación, o de cualquier otro tipo de conocimiento científico, a un plan o diseño en particular para la producción de materiales, productos, métodos, procesos o sistemas nuevos o sustancialmente mejorados, antes del comienzo de su producción o utilización comercial.

Un activo intangible generado internamente como consecuencia de actividades de desarrollo (o de la fase de desarrollo de un proyecto interno) es reconocido si se cumplen las condiciones indicadas a continuación:

- *Técnicamente, es posible completar la producción del activo intangible de forma que pueda estar disponible para su utilización o su venta;*
- *Su intención de completar el activo intangible en cuestión, para usarlo o venderlo;*
- *Su capacidad para utilizar o vender el activo intangible;*
- *La forma en que el activo intangible vaya a generar probables beneficios económicos en el futuro;*
- *La disponibilidad de los adecuados recursos técnicos, financieros o de otro tipo, para completar el desarrollo y para utilizar o vender el activo intangible;*
- *Su capacidad para medir, de forma fiable, el desembolso atribuible al activo intangible durante su desarrollo.*

El monto inicialmente reconocido para un activo intangible generado internamente será la suma de los desembolsos incurridos desde el momento en que el elemento cumple las condiciones para su reconocimiento, establecidas anteriormente. Cuando no se puede reconocer un activo intangible generado internamente, los desembolsos por desarrollo son cargados en los resultados en el periodo en que se incurren.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, un activo intangible generado internamente se contabilizará por su costo menos la amortización acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro del valor, sobre la misma base que los activos intangibles que son adquiridos de forma separada.

Los cargos por estudios e investigaciones en proyectos tendrán el tratamiento de gastos; excepto cuando contractualmente estos tengan asociado un beneficio económico que se causa como un intangible.

	<b>VIDA ÚTIL</b>	<b>MÉTODO AMORTIZACIÓN</b>	<b>GENERADOS INTERNAMENTE</b>
Software/Licencias	10 años	Línea Recta	Adquirido

### 3.5. Deterioro del valor de los activos

#### • Activos no financieros

XM fue constituida para prestar servicios regulados de planeación y coordinación de la operación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional, Administración del Sistema de Intercambios Comerciales de energía eléctrica en el mercado mayorista y de la Liquidación y Administración de los Cargos por uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional.

Adicionalmente la empresa identificó el potencial en el desarrollo y ejecución de otras actividades, que agrupó como servicios especializados y para los que definió las siguientes líneas de negocio:

- *Inversión en sociedades*
- *Capacitación, entrenamiento y consultoría*
- *Business Process Outsourcing (BPO)*

Estos servicios especializados se apoyan en la tecnología y el conocimiento adquirido en el ejercicio de las actividades reguladas.

Los activos de propiedad, planta y equipo e intangibles soportan la prestación directa o indirecta tanto de estos servicios como de los regulados (equipos centro de control, equipo de computación, muebles, aplicativos y software). Adicional a esto, XM como empresa de conocimiento es intensiva en el uso del recurso humano, y se apoya en una única infraestructura (física y tecnológica) para prestar sus servicios.

En conclusión, se establece una única unidad generadora de efectivo para la evaluación de pérdidas por deterioro de valor; dicha unidad está compuesta por un conjunto de activos (incluyendo intangibles) que respaldan la operación.

Los indicios de pérdidas por deterioro de valor de los activos se evaluarán como mínimo una vez cada año antes del cierre del periodo contable, teniendo en cuenta que son activos de tecnología cuyos cambios son continuos y constantes en el mercado. En caso de que exista algún indicio se realizará una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar el monto del deterioro.

El importe recuperable será el mayor entre el valor de mercado restado del costo necesario para su venta y el valor de uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. El valor de uso es el criterio general utilizado para el cálculo del valor de recuperación de los activos de la Compañía.

En el caso de que el importe recuperable sea inferior al valor neto en libros del activo se registrará la correspondiente provisión por pérdida por deterioro. Las pérdidas por deterioro que sean reconocidas en un activo en ejercicios anteriores serán revertidas cuando se produzca un cambio en las

estimaciones sobre su importe 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 deterioro.

Los activos con vida útil indefinida y los activos que todavía no están disponibles para su uso no están sujetos a amortización, más si están sujetos a prueba de deterioro que se debe realizar mínimo cada año o antes si existen indicios de pérdida de valor.

Los activos con vida útil finita les aplica la prueba de deterioro siempre que existan eventos que alteren las condiciones que indiquen que el valor por el cual se encuentran registrados en los estados financieros pueda no ser recuperable.

En esas condiciones, siempre que el valor justo o valor recuperable sea inferior al valor contable de los activos, XM S.A. E.S.P. debe evaluar y analizar si esta situación de pérdida es eventual o permanente y definitivo, caso en el cual deben registrar el deterioro.

En los casos en que la pérdida no sea permanente o definitiva, deben ser reveladas las razones que fundamentan esa conclusión.

Cuando el valor en libros de un activo excede su importe recuperable, se considera que el activo ha perdido valor y es reducido a ese importe recuperable, definido como el mayor entre su valor razonable menos los costos de venta y su valor en uso, y es determinado para cada activo individual, a menos que el activo no genere flujos de caja que sean largamente independientes de otros activos o grupos de activos.

Para determinar el valor en uso, los flujos futuros estimados son descontados a su valor presente usando una tasa de descuento apropiada a los flujos de efectivo que están siendo analizados y a los riesgos específicos del activo.

La pérdida por deterioro se reconoce como un menor costo del activo o componente de activo que la generó y como un gasto del ejercicio en que se determinó.

Cuando no es posible estimar el monto recuperable de un activo individual, se calcula el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece dicho activo. Cuando se identifica una base razonable y consistente de distribución, los activos comunes son también asignados a las unidades generadoras de efectivo individuales, o distribuidas al grupo más pequeño de unidades generadoras de efectivo para los cuales se puede identificar una base de distribución razonable y consistente.

La recuperación de pérdidas por deterioro de activos no puede exceder el valor en libros que podría haberse obtenido (neto de depreciación) de no haberse reconocido la pérdida por deterioro para el mismo en periodos anteriores.

## • Activos financieros

Para la determinación del deterioro por pérdida esperada se tendrá que utilizar información razonable y fundamentada sobre hechos pasados, condiciones presentes y previsiones razonables con respecto a las condiciones económicas futuras, siempre y cuando obtener dicha información no suponga un costo o esfuerzo excesivo. Adicionalmente, se contempla la utilización de ciertas soluciones prácticas para estimar la pérdida esperada, si éstas son coherentes con los principios incluidos en la norma.

El monto de pérdida esperada deberá mantener el análisis de las siguientes variables basadas en la información disponible que se tenga de cada una de las contrapartes, del histórico de comportamiento de pago de sus obligaciones, de la posición geográfica donde esta se desenvuelva y de las garantías que dicha contraparte ha presentado para cubrir eventualmente cualquier incumplimiento de sus obligaciones.

En términos generales, la pérdida esperada puede ser expresada de la siguiente forma:

$$\text{Pérdida Esperada} = \text{Probabilidad de Incumplimiento} \times \text{Saldo Expuesto} \times \text{Pérdida dado Incumplimiento}$$

Donde:

- **Saldo expuesto:** se entiende por saldo expuesto del activo al saldo vigente de capital, intereses y otras cuentas por cobrar, de las obligaciones o cartera analizadas.
- **Probabilidad de incumplimiento:** corresponde a la probabilidad de que en un lapso de doce (12) meses los deudores de una determinada obligación o cartera incurran en incumplimiento.
- **Pérdida dado incumplimiento - PDI:** se define como el deterioro económico en que incurriría la entidad en caso de que se materialice alguna de las situaciones de incumplimiento. La PDI para deudores calificados en la categoría incumplimiento sufrirá un aumento paulatino de acuerdo con los días transcurridos después de la clasificación en dicha categoría.

Para la determinación del deterioro de las Inversiones, XM evalúa al cierre de cada año, si sus inversiones en subsidiarias, asociadas y controladas conjuntamente presentan deterioro de valor, con el objetivo de que éstas no se encuentren reconocidas por un importe superior al que se espera obtener de su venta o de su utilización.

Así, la Compañía analiza la existencia de indicios de deterioro y en caso de presentarse como mínimo un indicio, procede a realizar la comprobación de deterioro de valor, estimando el importe recuperable, que corresponde al mayor entre el valor en uso y el valor razonable menos los costos de venta.



La unidad generadora de efectivo es la empresa en su conjunto.

El valor en uso se determina descontando los flujos de caja previstos y generados por las operaciones en el largo plazo, al coste ponderado de los recursos de deuda y capital propio, reflejando el valor del dinero en el tiempo y el riesgo asociado al negocio.

Para determinar el valor razonable, se emplea la técnica de valoración más apropiada y acorde con las condiciones de mercado de la Compañía.

Cuando el valor en libros de las inversiones excede su valor recuperable, XM en primera instancia, realiza la comprobación del deterioro de valor a nivel de los activos de la participada, con el fin de recoger las pérdidas por deterioro de valor a través del método de participación. En caso de que esto no sea procedente, reduce el valor en libros de la inversión por el monto de las pérdidas por deterioro de valor y reconoce un gasto en el estado de resultados del período.

Si el importe estimado de una pérdida por deterioro de valor es mayor que el importe en libros de la inversión a la que éste fue asignado, XM reconoce una provisión.

Las pérdidas por deterioro de valor reconocidas previamente en las inversiones serán revertidas cuando incrementa el potencial de servicio ya sea por su venta o uso. La reversión estará limitada de manera tal, que su valor en libros no exceda su monto recuperable, ni exceda el valor en libros que se hubiera determinado, si no se hubiese reconocido una pérdida por deterioro del valor en los años anteriores. Tal reversión será reconocida en el estado de resultados.

## 3.6 Arrendamientos

Los arrendamientos se clasifican en arrendamiento financiero y operativo. Los arrendamientos que transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios de la propiedad del bien se clasifican como arrendamientos financieros, en caso contrario, se clasifican como arrendamientos operativos.

### 3.6.1 Arrendamientos financieros

#### • Cuando XM actúa como arrendatario

Cuando XM actúe como arrendatario de un bien en arrendamiento financiero, el costo de los activos arrendados se presenta en el estado de situación financiera separado, según la naturaleza del bien objeto del contrato y, simultáneamente, se registra un pasivo en el estado de situación financiera separado por el mismo valor; el cual será el menor entre el valor razonable del bien arrendado o el valor presente de los pagos mínimos del arrendamiento, el cual puede incluir, en su caso, el precio de la opción de compra.

Estos activos se amortizan con los mismos criterios aplicados a los elementos de propiedades, planta y equipo de uso propio. Los pagos del arrendamiento se dividen entre el interés y la disminución de la deuda. Los gastos financieros se reconocen en el estado de resultados.

### • Cuando XM actúa como arrendador

Cuando XM actúe como arrendador de un bien en arrendamiento financiero, los activos no se presentan como propiedad, planta y equipo dado que los riesgos asociados han sido transferidos al arrendatario y se reconoce en cambio un activo financiero por el valor presente de los pagos mínimos a recibir por el arrendamiento y cualquier valor residual no garantizado.

### 3.6.2 Arrendamientos operativos

Son los arrendamientos en los cuales la propiedad del bien arrendado y todos los riesgos y beneficios sustanciales del activo, permanecen con el arrendador.

Los pagos por arrendamientos operativos se reconocen como gastos –o ingresos– en el estado de resultado en forma lineal a lo largo del plazo del arrendamiento. Los pagos contingentes se reconocen en el período en el que ocurren.

### • Cuando XM actúa como arrendatario

Cuando XM realiza pagos de arrendamiento por anticipado vinculados a la utilización de inmuebles, estos pagos se registran como pagos anticipados y se amortizan a lo largo de la duración del arrendamiento.

### • Cuando XM actúa como arrendador

Cuando XM actúa como arrendador sigue reconociendo el activo en el estado de situación financiera separado y aplicando los procedimientos establecidos dentro de la política de propiedades de planta y equipo para efectos de realizar el manejo contable. El valor en libros del activo incluye los costos directos iniciales incurridos en la negociación y contratación del arrendamiento operativo. Estos costos se difieren en el plazo del arriendo sobre la misma base que los ingresos del arrendamiento.

Los ingresos procedentes del arrendamiento se reconocen durante el plazo del arrendamiento de acuerdo con una base sistemática de reparto que refleje adecuadamente el patrón temporal de los beneficios derivados del uso del activo arrendado. Los costos incurridos en la obtención de ingresos por arrendamiento, incluyendo la depreciación del bien, se reconocerán como gastos.

## 3.7 Otros activos no financieros

Comprenden gastos pagados por anticipado por primas de seguros, las cuales se amortizan de acuerdo con la vigencia de las pólizas respectivas, o el tiempo que se espera se reciban los beneficios. Adicionalmente, servicios de soporte y mantenimiento, los cuales son amortizados por el método de línea recta durante el periodo en que se recibirán los servicios.

## 3.8 Instrumentos financieros

Los activos y pasivos financieros se reconocen cuando una entidad del grupo pasa a formar parte de

las disposiciones contractuales del instrumento.

### 3.8.1 Activos financieros

Su clasificación depende del modelo de negocio utilizado para gestionar los activos financieros y de las características de los flujos de efectivo contractuales del activo financiero; esta clasificación se determina en el momento de reconocimiento inicial.

- **Activos financieros al valor razonable con cambios en resultados:**

Su característica es que se incurre en ellos principalmente para la administración de liquidez con ventas frecuentes del instrumento. Estos instrumentos son medidos a valor razonable y las variaciones en su valor se registran en resultados en el momento en que ocurren.

- **Cuentas por cobrar y otros:**

Los activos financieros valorados a costo amortizado corresponden a activos no derivados, con pagos conocidos y vencimiento fijo, en los cuales la Administración tiene la intención y la capacidad de recaudar los flujos de caja contractuales del instrumento.

El costo amortizado se calcula sumando o deduciendo cualquier prima o descuento durante la vida residual del instrumento y utilizando el método de interés efectivo. Las ganancias y pérdidas se reconocen en la cuenta de resultados si hubiera evidencia objetiva de deterioro o cuando se reconocen los activos a través del proceso de amortización.

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros emitidos o adquiridos por XM a cambio de efectivo, bienes o servicios que son entregados a un deudor. Las cuentas por cobrar por ventas se reconocen por el valor de la factura original, neto de las pérdidas por deterioro acumuladas y cuando todos los riesgos y beneficios se traspasan al tercero.

- **Activos financieros al valor razonable con cambios en otros resultados integrales:**

Corresponden a inversiones en renta variable que no se mantienen para negociar ni corresponden a una contraprestación contingente de una adquirente en una combinación de negocios. Para estas inversiones, XM S.A. E.S.P. puede elegir en el reconocimiento inicial y de manera irrevocable, presentar las ganancias o pérdidas por la medición posterior a valor razonable en otro resultado integral.

Estos instrumentos se miden por su valor razonable. Las ganancias y pérdidas derivadas de la nueva medición a valor razonable son reconocidas en el otro resultado integral hasta la baja en cuentas del activo. En estos casos, las ganancias y pérdidas que previamente fueron reconocidos en el patrimonio se reclasifican a resultados acumulados.

### • Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo presentado en el estado de situación financiera de la Compañía, incluyen todos los saldos en efectivo y mantenidos en bancos. Para propósitos de preparación del estado de flujos de efectivo y por su liquidez, las inversiones temporales con vencimiento original inferior a los 90 días se consideran equivalentes de efectivo; dichas cuentas no están sujetas a un riesgo significativo de cambios en su valor.

Los sobregiros bancarios que son pagaderos a la vista y son parte integral de la administración de efectivo de XM S.A. E.S.P., están incluidos como un componente del efectivo y equivalente al efectivo para propósitos del estado de flujos de efectivo. Y para el estado de situación financiera, las cuentas contables que presenten los sobregiros son clasificadas como obligaciones financieras.

### • Efectivo restringido

El efectivo restringido es un recurso monetario clasificado de manera independiente con el objetivo de destinarlo a propósitos específicos y previamente determinados, tales como: pago de deuda, adquisición de bienes de capital, o para disponer en caso de una emergencia y/o pérdidas imprevistas. Por lo tanto tiene ciertas limitaciones para su disponibilidad ya sea de tipo legal o contractual y no se puede disponer libremente para cubrir compromisos financieros corrientes, resultantes de las actividades normales de la empresa.

### • Baja en cuenta de los activos financieros

Un activo financiero o una parte de él, es dado de baja en cuentas cuando se vende, transfiere, expira o se pierde control sobre los derechos contractuales o sobre los flujos de efectivo del instrumento. Cuando sustancialmente todos los riesgos y beneficios de la propiedad son retenidos por XM S.A. E.S.P., el activo financiero sigue siendo reconocido en el estado de situación financiera por su valor total.

## 3.8.2 Pasivos financieros

Todos los pasivos financieros se reconocen inicialmente al valor razonable, más los costos de transacciones directamente atribuibles, excepto en el caso de préstamos, en el que se reconocen inicialmente al valor razonable del efectivo recibido, menos los costos directamente atribuibles a la transacción.

XM S.A. E.S.P. determina la clasificación de sus pasivos financieros en su reconocimiento inicial, los cuales incluyen: pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados o a costo amortizado.

### • Pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados

Incluyen pasivos financieros mantenidos como negociables y pasivos financieros designados en el momento de su reconocimiento inicial al valor razonable con cambios en resultados.



- **Pasivos financieros a costo amortizado**

Incluyen los préstamos recibidos, los cuales se reconocen inicialmente por el monto de efectivo recibido, neto de los costos de transacción. Posteriormente, son medidos al costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva, reconociendo los gastos por intereses sobre la base de la rentabilidad efectiva.

- **Baja en cuentas de un pasivo financiero**

La Compañía dará de baja en cuentas un pasivo financiero sí, y sólo sí, expira, se cancela o se han cumplido las obligaciones que lo originaron. La diferencia entre el importe en libros del pasivo financiero y la contraprestación pagada y por pagar se reconoce en los resultados.

### 3.8.3 Compensación de activos y pasivos financieros

Los activos y pasivos financieros son compensados y reportados netos en los estados financieros, si y sólo si, existe un derecho legal exigible a la fecha de cierre que obligue a recibir o cancelar los montos reconocidos por su valor neto, y cuando existe una intención de compensar en una base neta para realizar los activos y liquidar los pasivos, simultáneamente.

## 3.9 Medición 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 que sean apropiadas a las circunstancias y sobre las cuales existan 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 son clasificados en los siguientes niveles:

- **Nivel 1:** precios de cotización (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos.
- **Nivel 2:** técnicas de valoración para las que los datos y variables que tienen un efecto significativo sobre la determinación del valor razonable registrado son observables, ya sea directa o indirectamente.
- **Nivel 3:** técnicas de valuación internas, utilizando variables estimadas por la Compañía no observables para el activo o pasivo (no existe información observable de mercado).

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 mide 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.*

### 3.10. Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando la compañía tiene una obligación presente (ya sea legal o implícita) como resultado de un suceso pasado, es probable que sea necesario un flujo de salida de recursos para cancelar la obligación, y puede hacerse una estimación fiable del importe de la obligación.

El importe reconocido como provisión debe ser la mejor estimación del desembolso necesario para cancelar la obligación presente, al final del periodo sobre el que se informa, teniendo en cuenta los riesgos y las incertidumbres correspondientes. Cuando se mide una provisión usando el flujo de efectivo estimado para cancelar la obligación presente, su importe en libros representa el valor actual de dicho flujo de efectivo (cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es material).

## • Contingencias

Ciertas condiciones contingentes pueden existir a la fecha que los estados financieros son emitidos; las mismas pueden resultar en una pérdida para XM S.A. E.S.P. pero únicamente serán resueltas en el futuro cuando uno o más hechos sucedan o puedan ocurrir, tales contingencias son estimadas por la gerencia y sus asesores legales. La estimación de las contingencias de pérdidas necesariamente envuelve un ejercicio de juicio y es materia de opinión.

En la estimación de contingencia de pérdida en procesos legales que están pendientes contra la Compañía, los asesores legales evalúan, entre otros aspectos, los méritos de los reclamos, la jurisprudencia de los tribunales al respecto y el estado actual de los procesos.

Si la evaluación de la contingencia indica que es probable que una pérdida material haya ocurrido y el monto del pasivo puede ser estimado, entonces es registrado en los estados financieros. Si la evaluación indica que una pérdida potencial no es probable y se conoce su monto o, es probable pero no puede ser estimado el monto de la pérdida, entonces la naturaleza de la contingencia es revelada en nota a los estados financieros consolidados con una estimación del rango probable de pérdida. Las contingencias de pérdida estimadas como remotas, generalmente no son reveladas.

### 3.11. Impuesto sobre la renta corriente e impuesto diferido

El gasto por impuesto a la renta del período comprende el impuesto a la renta corriente y el diferido. Los activos y pasivos tributarios son medidos al monto que se espera recuperar o pagar a las autoridades tributarias. El gasto por impuesto a las ganancias es reconocido en resultados, excepto en el caso que esté relacionado con partidas reconocidas directamente en el patrimonio, en cuyo caso se reconocerá en patrimonio.

#### 3.11.1. Impuesto corriente

El impuesto por pagar corriente se basa en las ganancias fiscales registradas durante el año. La ganancia fiscal difiere de la ganancia reportada en el estado de resultados, debido a las partidas de ingresos o gastos imposables o deducibles en otros años y partidas que nunca son gravables o deducibles. El pasivo por concepto del impuesto corriente se calcula utilizando las tasas fiscales vigentes al final del período.

La Administración evalúa periódicamente la posición asumida en las declaraciones de impuestos respecto de situaciones en las que las leyes tributarias son objeto de interpretación. La Compañía, cuando corresponde, constituye provisiones sobre los montos que espera deberá pagar a las autoridades tributarias.

#### 3.11.2. Impuestos diferidos

El impuesto diferido se reconoce sobre las diferencias temporarias entre el importe en libros de los activos y pasivos incluidos en los estados de situación financiera y las bases fiscales correspon-

dientes utilizadas para determinar la renta fiscal. Los activos y pasivos por impuestos diferidos son compensados si existe un derecho legal exigible de compensar los pasivos y activos por impuestos corrientes, y están relacionados con los impuestos a las ganancias aplicados por la misma autoridad tributaria sobre la misma Compañía tributable.

Los activos por impuesto diferido son reconocidos por todas las diferencias temporarias deducibles, incluidas las pérdidas tributarias, en la medida que sea probable que existan utilidades imponibles contra las cuales las diferencias temporales deducibles y el arrastre de créditos tributarios no utilizados y pérdidas tributarias no utilizadas, puedan ser recuperadas.

El valor en libros del activo por impuesto diferido es revisado en cada cierre y reducido en la medida que ya no es probable que habrá suficientes utilidades imponibles disponibles para permitir que se use todo o parte del activo por impuesto diferido. El impuesto diferido relacionado con partidas registradas directamente en patrimonio, es reconocido en patrimonio y no en los estados de resultados integrales.

### **3.12. Beneficios a los empleados**

Los beneficios a empleados comprenden todas las compensaciones a empleados y ex-empleados relacionadas con la prestación de los servicios a la entidad. Estas son los salarios, los beneficios a corto y largo plazo, los beneficios de terminación y beneficios posteriores al empleo.

El pasivo actuarial con pensionados está respaldado por un patrimonio autónomo constituido por XM, el cual se muestra compensado en el estado de situación financiera.

#### **3.12.1. Beneficios post empleo**

##### **• Planes de contribuciones definidas**

El plan de contribuciones definidas es un beneficio post-empleo en el que la Compañía paga contribuciones fijas a un fondo de pensiones, y donde no tiene ninguna obligación legal de pagar montos adicionales. Las obligaciones por pago de contribuciones a planes de pensiones definidos se reconocen como un gasto por beneficios a empleados en resultados en los períodos en los que los servicios son prestados por los empleados.

##### **• Planes de beneficio definido**

En el caso de los planes de beneficios definidos, la obligación y el costo de tales beneficios es determinado utilizando el método de la unidad de crédito proyectada, con valoraciones actuariales independientes con una periodicidad anual.

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera respecto de los planes de beneficios definidos es el valor presente de la obligación del beneficio definido a la fecha del estado de situación financiera, menos el valor razonable de los activos del plan. 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 bonos del Gobierno Colombiano (curva de TES B) 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 ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes basados en la experiencia y cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en el otro resultado integral en el periodo en el que surgen.

Los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en resultados, a menos que los cambios en el plan de pensiones estén condicionados a que el empleado continúe en servicio por un periodo de tiempo determinado (periodo que otorga el derecho). En este caso, los costos de servicios pasados se amortizan usando el método de línea recta durante el periodo que otorga el derecho.

### • Otras obligaciones post empleo

La Compañía otorga a sus empleados retirados por pensión beneficios de planes médicos, contribuciones a la seguridad social y auxilios educativos con posterioridad a la relación laboral. El derecho a este beneficio depende generalmente de que el empleado haya trabajado hasta la edad de retiro.

La obligación y el costo de los planes de beneficio definido se determinan a través de una metodología de la unidad de crédito proyectada. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen por cambios en los supuestos actuariales se cargan o abonan al estado del resultado en el período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan anualmente por actuarios independientes calificados.

#### 3.12.2. Beneficios no corrientes

La Compañía otorga a sus empleados beneficios asociados a su tiempo de servicio, como lo son la prima de antigüedad y quinquenios.

El valor razonable de los activos del plan se deducirá del valor presente de la obligación por beneficios definidos al determinar el déficit o superávit. El cálculo es realizado anualmente por actuarios independientes calificados, usando el método de la unidad de crédito proyectada para hacer una estimación fiable del costo final para la compañía. Cualquier ganancia o pérdida actuarial es reconocida en los resultados en el período que corresponda.

#### 3.12.3. Beneficios corrientes

Las obligaciones por beneficios a los empleados a corto plazo son reconocidas como gastos a medida que el servicio relacionado se provee. Las obligaciones laborales se ajustan al final de cada ejercicio, con base en las disposiciones legales y los convenios laborales vigentes.

Este beneficio se reconoce cuando se posee una obligación legal o implícita actual de pagar un monto como resultado de un servicio entregado por el empleado en el pasado y cuando la obligación puede ser estimada con fiabilidad. La obligación se reconoce por el monto que se espera pagar dentro del año siguiente al corte.

### 3.13. Contratos onerosos

Las obligaciones presentes que se derivan de un contrato oneroso se reconocen como provisión cuando los costos inevitables de cumplir con las obligaciones que conlleva el contrato, exceden a los beneficios económicos que se esperan recibir del mismo. A la fecha del estado de situación financiera, la Compañía no presenta provisiones de contratos onerosos.

### 3.14. Reconocimiento de ingresos, costos y gastos

Los ingresos, costos y gastos se registran con base en el principio de causación.

#### 3.14.1. Ingresos

Los ingresos se calculan al valor razonable de la contraprestación cobrada o por cobrar, teniendo en cuenta el importe estimado de cualquier descuento, bonificación o rebaja comercial que la entidad pueda otorgar. Los ingresos provenientes de la prestación de servicios se reconocen durante el período contractual o cuando se prestan los servicios.

Los siguientes criterios, aplican para el reconocimiento de los ingresos de la Compañía:

- **Ingresos por servicios de operación y administración del mercado mayorista de energía y otros asociados**

Según lo establecido en las Leyes 142 y 143 de 1994, le corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) aprobar los ingresos por los servicios del CND, ASIC y LAC que serán facturados a los agentes del mercado.

Para el 2014 se aprobó el nuevo esquema de remuneración para estos servicios definiendo un Ingreso Máximo Regulado para cada mes que corresponderá a la suma de los siguientes rubros mensuales: el gasto operativo que está diseñado para compartir los beneficios y riesgos asociados a la prestación de los servicios, las inversiones, el ajuste por cambios regulatorios o por desviaciones en la ejecución de inversiones, y margen de rentabilidad del patrimonio. Este nuevo esquema está contenido en la resolución 174 de 2013, modificada por la Resolución 175 de 2016, que define la metodología tarifaria, la resolución 029 de 2014, modificada por la resolución 060 de 2014, que aprueba los ingresos para el periodo quinquenal comprendido entre el 1 de enero de 2014 y 31 de diciembre 2018 y las Resoluciones 229 de 2015, 247 de 2016 y 181 de 2017 que ajustan el monto de los ingresos regulados reconocidos para cada año del periodo tarifario.

XM definió los siguientes criterios contables para el reconocimiento de los ingresos regulados:

**Ingreso por costo de operación:** se registran como ingreso al momento de la prestación del servicio.

**Ingreso por costo de inversión:** la actual metodología de reconocimiento de los ingresos regulados de XM establece la aprobación de los ingresos por inversión, la cual está sujeta al cumplimiento del programa quinquenal de inversiones. La totalidad del ingreso que se recibe correspondiente a la remuneración de las inversiones y proyectos, es tratada como un ingreso diferido en el momento en que es facturado; este ingreso diferido es amortizado de acuerdo con los gastos de depreciación, amortización y de estudios y proyectos del período, en la proporción resultante de dividir el ingreso diferido por inversión sobre los activos fijos e intangibles (netos) del estado de situación financiera en el período anterior. El valor de las inversiones no ejecutadas se traslada al siguiente año tarifario, es decir que se disminuyen en el monto facturado en el período tarifario siguiente.

Remuneración del patrimonio de los accionistas. Este ingreso se reconoce en el momento en que se presta el servicio regulado.

Remuneración del ajuste al ingreso máximo regulado: la totalidad del ingreso que se recibe por este concepto se reconoce como un ingreso diferido, que es amortizado en la proporción que se ejecutan los gastos adicionales aprobados. El valor del ajuste al ingreso máximo regulado que no se haya ejecutado asociado a la implementación de nuevas resoluciones y gastos de defensa judicial, se traslada al siguiente año tarifario, es decir que se disminuyen en el monto facturado en el período tarifario siguiente.

### • Ingresos por dividendos e intereses

El ingreso de los dividendos por inversión es reconocido una vez que se han establecido los derechos de los accionistas para recibir este pago (siempre y cuando sea probable que los beneficios económicos fluirán para la Compañía y que los ingresos ordinarios puedan ser medidos confiablemente).

Los ingresos por intereses son reconocidos cuando sea probable que XM S.A. E.S.P. reciba los beneficios económicos asociados con la transacción y el importe de los ingresos de actividades ordinarias pueda ser medido de forma fiable. Los ingresos por intereses son registrados sobre una base de tiempo, con referencia al capital pendiente y a la tasa de interés efectiva aplicable, la cual es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero con el importe neto en libros del activo o pasivo financiero sobre el reconocimiento inicial.

#### 3.14.2. Costos y gastos de la operación

XM S.A. E.S.P., como operador y administrador del mercado de energía colombiano, perteneciente al sector de servicios públicos domiciliarios, adoptó como sistema de costeo la metodología de costos

ABC, como herramienta que permite asignar el consumo de recursos operativos y administrativos en la ejecución de las actividades para la prestación de los servicios.

Para el proceso de costeo ABC en XM S.A. E.S.P., se definieron las siguientes estructuras: centros de beneficio, centros de costos, recursos, procesos y actividades, con el fin de facilitar la asignación de los costos y gastos a los objetos de costo (negocios de XM S.A. E.S.P.). El proceso inicia con la asignación directa de los recursos para cada uno de los centros de costos de acuerdo con las bases estadísticas del consumo del mismo, posteriormente, se ejecuta la asignación de los recursos de cada centro de costo a las actividades por medio de direccionadores primarios. Finalmente, se distribuye el costo de cada una de las actividades a los objetos de costos a través de direccionadores secundarios, obteniendo así la información discriminada para cada uno de los negocios.

Es importante resaltar que en el modelo de costos de XM S.A. E.S.P., se establecieron objetos de costo independientes para los servicios regulados y especializados, de tal manera que se puedan identificar los costos y gastos de cada uno, asociados a sus ingresos. Así mismo, la estructura de procesos del sistema de costos ABC de XM S.A. E.S.P., está definida acorde con la cadena de valor de la Compañía, identificando los macroprocesos, procesos y actividades para los servicios regulados y especializados, permitiendo controlar el consumo de los recursos utilizados para la ejecución de las actividades propias de la compañía.

### **3.15. Ganancia por acción básica y diluida**

XM S.A. E.S.P. presenta datos de las ganancias por acciones básicas. No presenta datos de ganancias por acciones diluidas ya que sus acciones no cotizan en mercados públicos de valores. Las ganancias por acción básicas se calculan dividiendo el resultado atribuible a los accionistas ordinarios de la Compañía por el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el ejercicio, ajustado por las acciones propias mantenidas.

### **3.16. Distribución de dividendos**

La distribución de los dividendos a los accionistas, se reconoce como un pasivo en los estados financieros de la Compañía, en el ejercicio en que los dividendos son aprobados por la Asamblea de Accionistas, o cuando se configure la obligación correspondiente en función de las disposiciones legales vigentes que les aplique o a las políticas establecidas por la Asamblea de Accionistas.

### **3.17. Capital Social**

Las acciones comunes 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.

La recompra de los instrumentos de patrimonio propios de la Compañía, se reconoce y deduce directamente en el patrimonio al costo de adquisición y la diferencia con el valor nominal se reconoce como un mayor o menor valor de la prima en colocación de acciones. A las acciones propias read-



quiridas se les suspenden sus derechos y por tanto no participan en la distribución de dividendos.

### **3.18. Prima en colocación de acciones**

La prima de emisión corresponde al sobreprecio en colocación de acciones originado en las operaciones de aumento de capital.

### **3.19. Partes relacionadas**

La información de partes relacionadas comprende las operaciones ordinarias realizadas con subsidiarias, asociadas, personal clave de la dirección y demás entes que tengan relación con la Compañía.

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

### **3.20. Administración de recursos**

En desarrollo de la actividad de administración del sistema de intercambios comerciales de energía eléctrica (ASIC) en el mercado mayorista y en calidad de mandatario con representación de los agentes participantes en el mercado eléctrico colombiano, la Compañía, recauda a favor de terceros los dineros relacionados con las operaciones efectuadas por los mandantes en dicho mercado y los distribuye a los agentes beneficiarios del mismo.

En ningún momento los dineros recaudados son ingresos propios de XM S.A. E.S.P., por ello no se reconocen como un pasivo de XM S.A. E.S.P., por el contrario se administran como recaudos a favor de terceros, los cuales están representados en efectivo e inversiones corrientes de terceros, en virtud a que cada monto recaudado está asociado a un agente del mercado beneficiario del mismo; el saldo neto del activo y el pasivo, relacionados con dichas operaciones, es igual a cero.

### **3.21. Política de gestión de riesgos**

XM S.A. E.S.P. gestiona los riesgos inherentes al financiamiento de las actividades propias de su objeto social. La Compañía no realiza inversiones, operaciones con derivados o posición en divisas con propósitos especulativos.

La responsabilidad de la aplicación y administración de este sistema es de la Dirección de Finanzas Empresariales. Los riesgos financieros a los que se encuentra expuesta la Compañía se describen a continuación.

#### **i. Riesgo de mercado**

El riesgo de mercado es la posible pérdida que puede presentar una posición en particular originada por cambios adversos en determinados factores del mercado, los cuales pueden generar una disminución en el valor de dicha posición (cuando se trata de activos expuestos) o un incremento sobre la

acreencia inicial de la misma (cuando se trata de pasivos expuestos).

Los factores asociados al riesgo de mercado más relevante, así como sus criterios de administración, se describen a continuación:

### Riesgo de tipo de cambio

Este riesgo es originado por la variación en el valor de los activos y pasivos que están expuestos a cambios en el precio de las divisas en la que se encuentran expresados. XM S.A. E.S.P. presenta exposición al riesgo de tipo de cambio, el cual está presente especialmente en las obligaciones con proveedores.

### Riesgo de tasa de interés

Este riesgo se origina por la variación (volatilidad) de las tasas de interés indexadas a los flujos tanto activos (ingresos) como pasivos (obligaciones financieras) de XM S.A. E.S.P. Estas tasas de interés por lo general son variables de tipo macroeconómico tales como el IPC (índice de precios al consumidor), la DTF (tasa promedio de captación de las entidades financieras a 90 y 180 días), entre otras, que afectan adversamente el valor de los flujos activos y pasivos, y por ende, el valor presente neto (VPN) de los mismos. Así mismo, este tipo de riesgo se encuentra también en las tasas de mercado de las inversiones realizadas en la Tesorería de la Compañía, donde su volatilidad puede afectar de forma negativa el precio justo de mercado de las mismas disminuyendo así su valor de liquidación.

### Medidas de mitigación

Se consideran como herramientas de mitigación de riesgo de mercado las operaciones de cobertura para riesgos financieros, las cuales tienen como objetivo estabilizar durante un horizonte de tiempo, los estados financieros y el flujo de caja ante las fluctuaciones de los factores de riesgo antes mencionados.

De esta forma, una vez se identifica con certeza la existencia de la exposición a un Riesgo de Mercado, se opta por la utilización de coberturas de tipo natural o sintético. El cierre es a discreción de las tesorerías de XM S.A. E.S.P., bajo las directrices corporativas que establecen un criterio de cubrimiento y no de especulación.

De otra parte, se realiza un análisis del impacto de las diferentes variables de mercado sobre el flujo de caja y la utilidad para determinar el riesgo al cual se encuentran expuestos dichos rubros. Posterior a este diagnóstico y análisis de impacto, se analizan diferentes opciones y selecciona la herramienta de cobertura financiera más adecuada para mitigar el riesgo.

## ii. Riesgo de crédito y de contraparte

El riesgo de crédito y de contraparte se define como las posibles pérdidas que puede asumir la Compañía por efecto del incumplimiento contractual en el pago de las obligaciones contraídas por sus

contrapartes (clientes, etc.).

La exposición del riesgo de crédito y de contraparte no es significativa debido a que los servicios prestados son en gran medida, facturados a los distribuidores de energía que en su mayoría son mercados regulados y en algunos se contempla la obtención de los ingresos mínimos remunerados y los contratos con los clientes y proveedores incluyen garantías que reducen el riesgo de flujo de caja.

En los depósitos bancarios y en las inversiones financieras, el riesgo de crédito y de contraparte es mitigado por la selección de instituciones ampliamente reconocidas en el mercado y con calificación de riesgo otorgada por agencias aprobadas local y/o internacionalmente, adicionalmente se evalúa un cupo de contraparte para estas operaciones con base en la exposición de riesgo que tiene la compañía ante un evento de incumplimiento.

### **iii. Riesgo de liquidez**

El riesgo de liquidez se define como la incapacidad de obtener los fondos suficientes, ya sea mediante el incremento de pasivos o la redención de activos (activos fijos, inversiones temporales, etc.), para el cumplimiento de las obligaciones en su fecha de vencimiento, sin incurrir en costos inaceptablemente altos.

XM S.A. E.S.P. consciente de la importancia de la adecuada gestión del riesgo de liquidez, realiza el monitoreo constante de sus flujos de caja de corto plazo, el cual permite identificar las necesidades de liquidez necesarias durante el periodo analizado. De otra parte, se hace uso de indicadores de liquidez como el ratio de cobertura de liquidez mensual y acumulada, el cual es calculado de forma periódica. Estos ratios tienen como objetivo verificar si los ingresos corrientes y no corrientes del flujo de caja de la compañía cubren los egresos de la misma.

## II. NOTAS DE INFORMACIÓN FINANCIERA

### 4. Efectivo y equivalentes de efectivo

El total del efectivo y equivalente de efectivo está representado en moneda local y no tiene ninguna restricción. La composición del rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es la siguiente:

	2018	2017
<b>Efectivo</b>		
Caja y Bancos	5,955	15,602
<b>Equivalentes de efectivo</b>		
Fiducias	131	952
<b>TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO</b>	<b>6,086</b>	<b>16,554</b>

La variación con relación al 2017 obedece principalmente a la constitución de inversiones en CDT con el efectivo existente, adicionalmente en el pago de dividendos de 2017 efectuado en abril de 2018 se distribuyeron reservas por disposiciones fiscales lo cual disminuye el efectivo.

#### • Administración de recursos

La Compañía recibe dineros que no son de propiedad de la Compañía, son recibidos de los agentes para atender el pago de las operaciones del mercado con otros agentes. Los saldos de activos y pasivos de terceros a 31 de diciembre de 2018 y 2017 quedaron representadas en:

	2018	2017
<b>ACTIVO</b>		
Efectivo (1)	295,765	178,003
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>295,765</b>	<b>178,003</b>
<b>PASIVO</b>		
Recaudos a favor de agentes	- 295,756 -	177,984
Reserva GMF (2)	- 9 -	19
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>(295,765)</b>	<b>(178,003)</b>

(1) Saldos en cuentas bancarias. El uso de estos dineros es restringido a las transacciones en bolsa de acuerdo con lo estipulado en la regulación vigente.

(2) Este saldo obedece a cuenta por pagar a XM S.A. E.S.P., se establece como provisión en cuentas bancarias para cubrir posibles gastos bancarios y GMF de los primeros días del mes siguiente.



## 5. Activos no financieros

	2018	2017
	CORRIENTE	CORRIENTE
<b>ACTIVOS NO FINANCIEROS</b>		
Gastos pagados por anticipado (1)	5,609	5,045
<b>TOTAL ACTIVOS NO FINANCIEROS</b>	<b>5,609</b>	<b>5,045</b>

(1) Los gastos pagados por anticipado comprenden seguros \$1,443 y gastos anticipados por soporte y mantenimiento de licencias \$4,166.

DENOMINACIÓN	SALDO		GASTO AMORTIZACION 2018	SALDO DIC 31 2018
	DIC 31 2017	ADICIONES		
Gastos pagados por anticipado	5,045	6,492	(5,928)	5,609
<b>TOTAL</b>	<b>5,045</b>	<b>6,492</b>	<b>(5,928)</b>	<b>5,609</b>

## 6. Inversiones en subsidiarias y entidades controladas de forma conjunta

	PARTICIPACIÓN		2018	2017
	2018	2017		
<b>INVERSIONES EN SUBSIDIARIAS</b>				
Sistemas Inteligentes en Red S.A.S. (1)	85%	85%	4,659	9,908
<b>INVERSIONES EN ENTIDADES CONTROLADAS EN FORMA CONJUNTA</b>				
Derivex S.A. (2)	49.95%	49.95%	288	314
<b>TOTAL INVERSIONES EN SUBSIDIARIAS Y ENTIDADES CONTROLADAS EN FORMA CONJUNTA</b>			<b>4,947</b>	<b>10,222</b>

(1) **Sistemas Inteligentes en Red S.A.S:** tiene por objeto la planeación, diseño, optimización, puesta en servicio, operación, administración o gerenciamiento de mercados de bienes y servicios que requieran el desarrollo de sistemas de información o plataformas tecnológicas que involucren el intercambio de información con valor agregado; la operación de centros de control operativo de peajes; la planeación, operación y administración del servicio de liquidación, facturación, recaudo y distribución de las tasas de peajes nacionales e internacionales; la planeación y operación de centros de supervisión, control y gestión de sistemas de movilidad de tránsito, de Sistemas Integrados de Transporte Masivo; del servicio de liquidación, facturación, recaudo y distribución de los recursos correspondientes a dichos sistemas, tanto nacionales como internacionales. La variación con relación al 2017 obedece al neto entre un ingreso por el resultado del cálculo del método de participación en Sistemas Inteligentes en Red y a una disminución por el reconocimiento de dividendos del resultado del año 2017.

(2) **Derivex S.A.:** tiene por objeto la administración de un sistema de negociación de operaciones sobre instrumentos financieros derivados que cuenten con la calidad de valor en los términos de los parágrafos 3 y 4 del artículo 2 de la Ley 964 de 2005, cuyos activos subyacentes sean energía eléctrica, gas combustible y/u otros commodities energéticos y de registro de operaciones sobre di-

chos instrumentos. XM S.A. E.S.P., ejerce control conjunto, con la Bolsa de Valores de Colombia S.A., sobre esta entidad. La variación con relación al 2017 obedece al neto entre el resultado del cálculo del método de participación en Derivex y el pago de la capitalización del año 2018.

La variación de 2017 a 2018 se dio principalmente porque Sistemas Inteligentes en Red S.A.S. distribuyó sus reservas en 2018, lo cual hizo que el saldo de la inversión de XM S.A. E.S.P en esa sociedad disminuyera.

## 7. Propiedades, planta y equipo

El siguiente es el saldo de las propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2018:

PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO EN OPERACIÓN	2018	2017
Edificaciones	2,719	1,234
Maquinaria y equipo	7,941	7,964
Equipos y máquinas de oficina	1,794	1,384
Equipo de computación	15,680	14,504
Equipos en montaje	874	1,567
Menos - depreciación acumulada	(12,254)	(11,307)
<b>TOTAL PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPO EN OPERACIÓN</b>	<b>16,754</b>	<b>15,346</b>

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 no se identificaron indicios de tipo operativo y/o económico, que indiquen que el valor neto registrado de la propiedad, planta y equipo no pueda ser recuperado.

En el año 2018 se presentó baja de algunos activos cuya disposición final fue a través de subasta por martillo en el mes de noviembre de 2018 del Banco Popular.

XM S.A. E.S.P., anualmente contrata una póliza todo riesgo para equipo eléctrico que ampara el daño de los equipos de su propiedad, incluyendo el amparo para el riesgo de terrorismo. En este seguro se reporta como valor asegurable, el valor de reposición a nuevo de los activos asegurados. Todos los activos fijos son de plena propiedad de la Compañía, y no han sido dados en garantía de obligaciones.

### • Movimiento de propiedades, planta y equipo:

DENOMINACIÓN	SALDO	ADICIONES	GASTO		SALDO
	DIC 31 2017	Y/O TRASLADOS	VENTAS Y/O BAJAS	DEPRECIACIÓN N 2018	DIC 31 2018
Edificaciones	1,193	1,485	-	(141)	2,537
Maquinaria y equipo	4,372	-	(24)	(1,295)	3,076
Equipo de comunicación y computación	7,305	3,713	(2,538)	(1,939)	9,079
Muebles, enseres y equipo de oficina	909	410	(0)	(132)	1,187
Maquinaria, planta y equipo en montaje	1,567	(692)	-	-	875
<b>TOTAL</b>	<b>15,346</b>	<b>4,916</b>	<b>(2,562)</b>	<b>(3,508)</b>	<b>16,754</b>

## 8. Activos intangibles

ACTIVOS INTANGIBLES	2018	2017
Software	27,100	26,726
Licencias	14,976	13,353
Intangibles en desarrollo	40,479	20,562
Menos amortización de intangibles	(26,476)	(23,178)
<b>TOTAL INTANGIBLES</b>	<b>56,079</b>	<b>37,463</b>

El incremento significativo en el año 2018 se debe principalmente a la construcción del programa SAM.

### 8.1. Movimiento de activos intangibles:

DENOMINACIÓN	SALDO DIC 31	ADICIONES Y/O		SALDO DIC 31
	2017	TRASLADOS	AMORTIZACIONES	2018
Licencias	3,509	1,623	(772)	4,360
Software	13,392	374	(2,526)	11,240
Intangibles en desarrollo	20,562	19,917	-	40,479
<b>TOTAL</b>	<b>37,463</b>	<b>21,914</b>	<b>(3,298)</b>	<b>56,079</b>

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la Administración de la Compañía consideró que no existen indicios de tipo operativo y/o económico que indiquen que el valor neto registrado de los activos intangibles no pueda ser recuperado.

## 9. Cuentas comerciales por cobrar y otros

	2018		2017	
	CORRIENTE	NO CORRIENTE	CORRIENTE	NO CORRIENTE
<b>ACTIVOS FINANCIEROS AL VALOR RAZONABLE CON CAMBIOS EN EL RESULTADO</b>				
Activos financieros corrientes	23,820	-	18,980	-
<b>ACTIVOS FINANCIEROS AL VALOR RAZONABLE CON CAMBIOS EN EL PATRIMONIO</b>				
Activos financieros no corrientes (1)	-	-	-	-
<b>ACTIVOS FINANCIEROS A COSTO AMORTIZADO</b>				
<b>Cientes (1)</b>				
Servicios regulados	13,945	-	13,328	-
Servicios especializados	1,192	-	1,409	-
	<b>15,137</b>	<b>-</b>	<b>14,737</b>	<b>-</b>
Cuentas por cobrar a vinculados económicos (2)	12	1,502	7	2,002
Préstamos a empleados (3)	1,810	8,239	1,919	7,431
Deudores varios	558	-	33	-
<b>TOTAL DEUDORES</b>	<b>17,517</b>	<b>9,741</b>	<b>16,696</b>	<b>9,433</b>
Menos - deterioro de valor (4)	(293)	-	(139)	-
<b>TOTAL DEUDORES NETO</b>	<b>17,224</b>	<b>9,741</b>	<b>16,557</b>	<b>9,433</b>
<b>TOTAL ACTIVOS FINANCIEROS</b>	<b>41,044</b>	<b>9,741</b>	<b>35,537</b>	<b>9,433</b>

(1) Más del 90% del saldo de clientes, corresponde a la cuenta por cobrar originada en la administración del mercado de energía mayorista, el saldo restante corresponde a la cuenta por cobrar originada por servicios de consultoría, capacitación y entrenamiento.

(2) Para el año 2017 se ha efectuado reclasificación de corriente a no corriente el saldo del préstamo por concepto de vinculados económicos por valor de \$335. De igual forma se reclasificó de no corriente a corriente el saldo de préstamos calamidad por valor de \$4.

El saldo no corriente de los préstamos a vinculados económicos corresponden préstamos otorgados a Derivex S.A. y Sistemas Inteligentes en Red los cuales tenían las siguientes condiciones:

**Derivex:** Préstamo I: Plazo: 93 meses con un periodo de gracia de 84 meses con amortización fija de capital. Intereses corrientes a la DTF efectiva anual a 90 días vigente en la fecha del primer desembolso certificada por el Banco de la República, o la Entidad que haga sus veces, adicionada en dos punto cinco puntos porcentuales (2.50%) (DTF + 2.5%). Esta tasa será actualizada anualmente a partir de la fecha del primer desembolso con la DTF efectiva anual a 90 días vigente para ese momento.

Préstamo II: Plazo: 85 meses con un periodo de gracia de 76 meses con amortización fija de capital. Intereses corrientes a la DTF efectiva anual a 90 días vigente en la fecha del primer desembolso certificada por el Banco de la República, o la Entidad que haga sus veces, adicionada en tres punto treinta y cinco puntos porcentuales (3.35%) (DTF + 3.35%). Esta tasa será actualizada anualmente a partir de la fecha del primer desembolso con la DTF efectiva anual a 90 días vigente para ese momento.

**SIER:** El contrato llave en mano del 20 de octubre de 2011, celebrado entre XM S.A. E.S.P., y Sistemas Inteligentes en Red S.A.S., para realizar la construcción del centro de gestión de movilidad de Medellín, XM S.A. E.S.P., realizó factura a nombre de esta entidad en agosto de 2012 por \$8,899 con una utilidad de \$42. El anterior valor no incluye el impuesto sobre las ventas (IVA).

(3) Los préstamos a empleados tienen las siguientes tasas y plazos:

- **Préstamos de vivienda:** Los trabajadores que devenguen sueldos hasta de seis (6) salarios mínimos legales mensuales vigentes, pagarán intereses del cuatro por ciento (4% EA) anuales sobre saldos y tendrán un plazo de 15 años para la amortización. Los trabajadores que devenguen sueldos superiores al tope antes mencionado pagarán intereses del seis por ciento (6% EA) anual sobre saldos y tendrán un plazo de 15 años para su amortización.

- **Préstamo de vehículo:** Los préstamos se otorgan de la siguiente manera:

Miembros de equipo: 5 años de plazo, interés del 6%

Directores: 7 años de plazo, interés del 6%

Gerentes: 10 años de plazo, interés del 6%



### • Préstamo de calamidad:

Tasas de interés: seis por ciento (6% EA) anual sobre saldos y 0% para calamidad pública o por salud

Plazos: veintidós (22) meses y en cuotas mensuales debe pagarse por lo menos el cincuenta por ciento (50%) del valor del préstamo. La suma restante se paga con cuotas fijas descontadas de las primas de servicio causadas durante la vigencia del préstamo

(4) El siguiente es el movimiento de la provisión de las cuentas por cobrar:

Concepto	2018	2017
Saldo inicial por pérdida incurrida	139	107
Cargos a resultados	-	32
Cargos a patrimonio por pérdida esperada 2017	201	-
Cargos a resultados (recuperación) por pérdida esperada 2018	(47)	-
<b>SALDO FINAL</b>	<b>293</b>	<b>139</b>

En particular, los clientes de XM en su mayoría son entidades reguladas y pertenecen al mercado de energía, el cual cuenta con garantías idóneas y de alta calidad que respaldan la cartera y disminuyen la probabilidad de deterioro

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el análisis de cuentas comerciales por cobrar vencidas y no deteriorada es el siguiente:

CARTERA VENCIDA	2018	2017
Corriente	13,815	14,286
Vencida entre 1 y 90 días	531	185
Vencida entre 91 y 180 días	132	1
Vencida entre 181 y 360 días	217	102
Vencida mayor a 360 días	151	25
<b>TOTAL VENCIDA</b>	<b>1,030</b>	<b>313</b>
<b>TOTAL CARTERA</b>	<b>14,845</b>	<b>14,599</b>

## 9.1. Clasificación de las cuentas por cobrar y otros por naturaleza y categoría

El detalle de los instrumentos financieros, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

	2018		2017	
	COSTO AMORTIZADO	A VALOR RAZONABLE	COSTO AMORTIZADO	A VALOR RAZONABLE
<b>ACTIVOS FINANCIEROS</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	-	6,086	-	16,554
Activos financieros a valor razonable con cambios er	-	23,820	-	18,980
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	12	-	7	-
Otros activos financieros a costo amortizado	17,212	-	16,550	-
<b>TOTAL CORRIENTE</b>	<b>17,224</b>	<b>29,906</b>	<b>16,557</b>	<b>35,534</b>
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	1,502	-	2,002	-
Activos financieros a costo amortizado	8,239	-	7,431	-
Activos financieros a valor razonable con cambios er	-	-	-	-
<b>TOTAL NO CORRIENTE</b>	<b>9,741</b>	<b>-</b>	<b>9,433</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>26,965</b>	<b>29,906</b>	<b>25,990</b>	<b>35,534</b>
<b>PASIVOS FINANCIEROS</b>				
Cuentas por pagar	14,993	-	10,626	-
Cuentas por pagar a vinculados económicos	3,023	-	2,497	-
<b>TOTAL CORRIENTE</b>	<b>18,016</b>	<b>-</b>	<b>13,123</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL NO CORRIENTE</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>18,016</b>	<b>-</b>	<b>13,123</b>	<b>-</b>

### Inversiones en instrumentos financieros

INVERSION EN ENTIDAD NO CONTROLADA	2018	2017
Cámara de Riesgo Central de Contraparte	2,954	2,863
<b>TOTAL INVERSION EN ENTIDAD NO CONTROLADA</b>	<b>2,954</b>	<b>2,863</b>

La Cámara de Riesgo Central de Contraparte de Colombia S.A. tiene como objeto principal administrar el Sistema de Compensación y Liquidación de Operaciones, esto es, el conjunto organizado de actividades, acuerdos, contrapartes, agentes, terceros, cuentas, normas, procedimientos, mecanismos y componentes tecnológicos para la aceptación, compensación y liquidación de operaciones sobre activos, interponiéndose o no como contraparte. La variación respecto al año 2017 corresponde al incremento de la participación de XM S.A. E.S.P. en la cual se aceptó una oferta para adquirir 26.067.635 de acciones.

## 9.2. Valor razonable de las cuentas por cobrar y otros e instrumentos financieros

### a. Valor razonable de activos financieros

El valor en libros de los activos financieros medidos a costo amortizado es la aproximación razonable de su valor justo (razonable).

### b. Valor razonable de pasivos financieros

El valor en libros de los pasivos financieros medidos a costo amortizado es la aproximación a su valor razonable.

Ninguna de estas obligaciones se encuentra garantizada.

### c. Jerarquías del valor razonable

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en nota 3.9.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

INSTRUMENTOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE	2018		VALOR RAZONABLE MEDIDO AL FINAL DEL PERÍODO		
	CORRIENTE	NO CORRIENTE	NIVEL I	NIVEL II	NIVEL III
<b>ACTIVOS FINANCIEROS</b>					
Efectivo y equivalentes de efectivo (4)	6,086	-	-	6,086	-
Activos financieros a valor razonable con cambios er	23,820	-	-	23,820	-
<b>TOTAL</b>	<b>29,906</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>29,906</b>	<b>-</b>

INSTRUMENTOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE	2017		VALOR RAZONABLE MEDIDO AL FINAL DEL PERÍODO		
	CORRIENTE	NO CORRIENTE	NIVEL I	NIVEL II	NIVEL III
<b>ACTIVOS FINANCIEROS</b>					
Efectivo y equivalentes de efectivo	16,554	-	-	16,554	-
Activos financieros a valor razonable con cambios er	18,980	-	-	18,980	-
<b>TOTAL</b>	<b>35,534</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>35,534</b>	<b>-</b>

## 10. Cuentas por pagar

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

<b>CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Proveedores	14,633	10,145
Vinculados económicos	3,023	2,497
Acreedores	360	481
Contribuciones por pagar	-	-
<b>TOTAL CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES</b>	<b>18,016</b>	<b>13,123</b>

Las cuentas por pagar se originan principalmente por la adquisición de bienes y servicios destinados al desarrollo de las operaciones de la Compañía; estos pasivos están denominados en moneda nacional y en moneda extranjera, no devenguen intereses y normalmente se cancelan de acuerdo con la programación de pagos en 15, 30 y 45 días.

## 11. Impuestos

Los saldos al 31 de diciembre de 2018 comprenden los siguientes conceptos:

<b>CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Saldo a pagar impuesto sobre la Renta	-	993
Saldo a favor impuesto sobre la Renta	(517)	
Saldo a pagar impuesto sobre la Renta del Exterior	33	49
Retención en la fuente diferida por cobrar	(2,288)	(2,055)
Saldo a pagar Impuesto de Industria y Comercio	78	78
Retenciones en la fuente por pagar, impuesto de timbre y otros menores	2,011	1,540
Impuesto sobre las ventas por pagar e impuestos municipales	1,638	1,509
<b>TOTAL CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES</b>	<b>955</b>	<b>2,114</b>

Las disposiciones fiscales vigentes aplicables a la Compañía estipulan que:

- La tarifa nominal del impuesto sobre la renta es del 33% para el año gravable 2018 y del 34% para el año gravable 2017.
- La Ley 1819 de 2016 creó una sobretasa al impuesto sobre la renta equivalente del 4% para el año gravable 2018 y del 6% para el año gravable 2017.
- La base para determinar el impuesto sobre la renta del año no puede ser inferior al 3,5% del patrimonio líquido en el último día del ejercicio gravable inmediatamente anterior, depurado con las partidas debidamente autorizadas en la legislación tributaria.



- La Ley 1819 de 2016 estableció a partir del año gravable 2017 la utilización de las normas internacionales de contabilidad aplicables en Colombia como base para la determinación de la renta gravable del impuesto sobre la renta y se hicieron explícitos los tratamientos diferentes en materia fiscal.
- A partir del año gravable 2017 empezó a regir un régimen antidiferimiento de rentas pasivas obtenidas en el exterior por residentes colombianos, denominado Empresas Controladas del Exterior –ECE–, mediante el cual se deberán declarar de forma inmediata en Colombia las rentas pasivas obtenidas por compañías u otras entidades extranjeras que sean controladas por residentes colombianos, cuando el régimen ECE resulte aplicable.

Para la determinación del impuesto sobre la renta de la Compañía, se deben considerar las siguientes situaciones:

- a. La Decisión N° 578 de la Comunidad Andina de Naciones –CAN–, busca la eliminación de la doble tributación de las rentas obtenidas en cualquiera de los países miembros de la misma –Ecuador, Perú, Bolivia y Colombia–, mediante el mecanismo de la exoneración.

En la determinación de la renta líquida en el impuesto sobre la renta para los años 2018 y 2017, se incluye como renta exenta el valor de las rentas obtenidas en los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones, (Perú, Ecuador y Bolivia), este valor resulta de sustraer de los ingresos generados por la actividad beneficiada con la exención, los costos y deducciones correspondientes.

- b. Las ganancias ocasionales se depuran separadamente de la renta ordinaria. Se consideran ganancias ocasionales las obtenidas en la enajenación de activos fijos poseídos por dos años o más, las utilidades originadas en la liquidación de sociedades y las provenientes de herencias, legados y donaciones.

La conciliación entre el gasto por impuesto sobre la renta y el producto de la utilidad contable multiplicado por la tasa del impuesto local de la Compañía es la siguiente:

El monto del impuesto sobre la renta en los resultados del ejercicio corresponde al reconocimiento del impuesto corriente sobre las utilidades del año para Colombia, el monto retenido en el exterior y que no puede ser acreditado del impuesto nacional y la variación de los impuestos diferidos, así:

	2018	2017
<b>Gasto por impuesto a las ganancias</b>		
Gasto por impuesto corriente	6.468	7.462
Gasto (ingreso) por impuesto diferido	157	(727)
Ajuste gasto (ingreso) - Años anteriores	120	(214)
Impuesto otras jurisdicciones	385	193
<b>Total Gasto por impuesto a las ganancias</b>	<b>7.130</b>	<b>6.714</b>

Conciliación del gasto por impuesto utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	2018	2017
Ganancias netas antes de impuesto a la renta	13,171	13,764
Método de participación patrimonial	(3,274)	(2,704)
<b>Ganancias netas antes de impuesto a la renta y Método Participación</b>	<b>9,897</b>	<b>11,060</b>
Tasa impositiva legal de impuesto sobre la renta	37%	40%
<b>Gasto de impuesto sobre la renta a la tasa legal</b>	<b>3,662</b>	<b>4,424</b>
<b>Aumento (disminución) en la provisión del impuesto resultante de:</b>		
Aplicación beneficio de activos fijos / ciencia y tecnología	(1,865)	(2,027)
Gastos no deducibles	4,845	5,261
Rentas exentas	(171)	(368)
Menor/mayor impuesto pagado otras jurisdicciones	385	193
Diferencia tasas corriente y diferida	274	(769)
<b>Gasto por impuesto de renta a tasa efectiva</b>	<b>7,130</b>	<b>6,714</b>
<b>Tasa efectiva de impuesto sobre la renta</b>	<b>54.13%</b>	<b>48.78%</b>

Las declaraciones de impuesto de renta y complementarios del 2016 y 2017 se encuentran sujetas a aceptación y revisión por parte de las autoridades tributarias, los demás años gravables se encuentran en firme.

Se instauró demanda de nulidad y restablecimiento del derecho en contra de la liquidación oficial proferida por la DIAN respecto de la declaración de impuesto de renta y complementarios del año gravable 2009, esta fue admitida el 20 de abril de 2015.

### Tasa efectiva vs tasa nominal de impuesto sobre la renta

Provisión impuesto de renta	7,130	=	54.13%
Utilidad antes de impuestos	<u>13,171</u>		

La tasa efectiva del año 2018 fue del 54.13% frente a una tasa nominal del 37% (Renta 33% y sobretasa renta 4%), explicado principalmente por las siguientes razones:

- Dentro de los ingresos no gravados y los gastos no deducibles se encuentran entre otros las partidas correspondientes al método de participación patrimonial, la cual afecta la utilidad contable pero no es base para la determinación del impuesto sobre la renta. Para la determinación del impuesto sobre la renta se toman en cuenta los dividendos efectivamente recibidos en el año y que resulten gravables según la normatividad tributaria vigente. Estos ingresos y gastos hacen que la tasa efectiva frente a la nominal se reduzca en un 9.20%.
- La aplicación de la deducción por inversión en investigación, desarrollo tecnológico e innovación reduce el pago del impuesto sobre la renta, para el año 2018. Esta deducción hace que la tasa efectiva frente a la nominal se reduzca en un 14.16%
- La no deducibilidad de gastos, principalmente el 50% del Gravamen a los movimientos financieros generan un incremento en la tasa del 36.79%.
- El monto de los impuestos pagados en el exterior que no pueden llevarse como crédito tributario en el impuesto sobre la renta representa un aumento de la tasa efectiva del 2.92%
- La determinación de los impuestos diferidos a tasas diferentes a las corrientes, representan un aumento de la tasa efectiva del 2.08%
- La aplicación de rentas exentas obtenidas en la Comunidad Andina de Naciones (Perú y Bolivia) representan una disminución de la tasa efectiva del 1.30%

## 11.1. Impuesto diferido

El impuesto diferido de la Compañía se relaciona con lo siguiente:

- En propiedades, planta y equipo e Intangibles por la utilización de diferentes vidas útiles para fines fiscales y contables.
- En pasivos por el reconocimiento de provisiones no deducibles y la diferencia entre la amortización del cálculo actuarial.

	2018	2017
<b>Activo por impuestos diferidos</b>		
Pasivos estimados y provisiones	16,022	14,067
Cuentas por pagar	25	3
Otros activos	618	462
<b>Total activo por impuestos diferidos</b>	<b>16,665</b>	<b>14,532</b>
<b>Pasivo por impuestos diferidos</b>		
Propiedad, planta y equipo	(116)	(139)
Crédito mercantil y Activos intangibles	(7,449)	(5,078)
Inversiones y Otros Activos	(228)	
<b>Total pasivo por impuestos diferidos</b>	<b>(7,793)</b>	<b>(5,217)</b>
<b>Impuesto diferido Neto</b>	<b>8,872</b>	<b>9,315</b>

Las variaciones anuales del saldo del impuesto diferido fueron reconocidas como se muestra a continuación:

	2018	2017
<b>Variación de los Impuestos diferidos</b>		
Inicio del período (neto)	9.315	8.405
Final del período (neto)	8.872	9.315
<b>Variación del ejercicio</b>	<b>(443)</b>	<b>910</b>
<b>Detalle de la variación del impuesto diferido</b>		
Variación reconocida en resultados	157	(727)
Variación reconocida en Otros resultados integrales	286	(183)
<b>Total variaciones impuesto diferido</b>	<b>443</b>	<b>(910)</b>



La Compañía no cuenta con pérdidas fiscales, ni excesos de renta presuntiva pendientes por aprovechar en determinaciones de impuestos futuros, y por tanto no ha reconocido ningún monto de impuesto diferido por este concepto.

## 11.2. Tributos totales 2018

El siguiente cuadro muestra los montos que la Compañía reflejó en sus estados financieros de 2018 como costo/gasto del ejercicio.

Empresas de Colombia	Gobierno Nacional	Gobiernos Departamentales y municipales	Contribuciones Sectoriales	Entes de regulación, vigilancia y control	Total impuestos, tasas y contribuciones	Total impuestos, tasas y contribuciones pagados
Impuesto de renta	7,130	-	-	-	7,130	8,078
Impuesto a la Riqueza	-	-	-	-	-	-
Impuesto de Industria y comercio	-	1,291	-	-	1,291	1,293
Gravamen Movimientos Financieros	22,088	-	-	-	22,088	22,088
Impuesto de Alumbrado Público	-	-	-	-	-	-
Impuesto predial	-	-	-	-	-	-
Otros impuestos municipales (1)	-	-	-	-	-	-
<b>Subtotal Impuestos</b>	<b>29,216</b>	<b>1,291</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>30,507</b>	<b>31,457</b>
Contribución SSPD y CREG	-	-	-	1,146	1,146	1,146
Estampillas	-	192	-	-	192	192
Cuota de Fiscalización Controloría General República	-	-	-	199	199	199
<b>Subtotal Contribuciones</b>	<b>-</b>	<b>192</b>	<b>-</b>	<b>1,345</b>	<b>1,537</b>	<b>1,537</b>
Fondo Apoyo Electrificación Rural - FAER	-	-	-	-	-	-
Programa Normalización Redes Eléctricas - PRONE	-	-	-	-	-	-
Unidad de Planeación Minero Energética UPME	-	-	-	-	-	-
<b>Subtotal Contribuciones Reconocidas</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total TRIBUTOS</b>	<b>29,216</b>	<b>1,483</b>	<b>-</b>	<b>1,345</b>	<b>32,044</b>	<b>32,994</b>

## 11.3. Ley de Financiamiento 2018

En diciembre de 2018 fue aprobada la Ley de Financiamiento (Ley 1943). Algunos de los aspectos más relevantes que trajo esta reforma son:

- Se establece una reducción gradual de la tarifa general del impuesto de renta para sociedades

Año	2019	2020	2021	2022 y siguientes
Tarifa	33%	32%	31%	30%

- La tarifa con la cual se determina la renta presuntiva se reduce hasta desaparecer: 1.5% 2019 y 2020 y 0% a partir del año 2021.

- Para los responsables del impuesto sobre las ventas, el IVA pagado por la adquisición, construcción o formación e importación de bienes de capital de cualquier industria se podrá descontar del impuesto sobre la renta. Para el caso de los activos formados el descuento solo podrá ser tomado a partir del momento que el bien se active e inicie su depreciación.

- Se establece que 50% del impuesto de industria y comercio y del impuesto de avisos y tableros

que sea liquidado y pagado por los contribuyentes, podrá ser tomado como descuento tributario en el impuesto sobre la renta. A partir del año gravable 2022 dicho descuento pasará al 100% del valor pagado por estos impuestos.

- Se establece una retención del 7.5% a los dividendos que se distribuyan a las sociedades residentes en Colombia. Esta retención se calcula y paga por la distribución de dividendos a la primera sociedad y se acredita hasta el beneficiario final. Las empresas que pertenezcan al régimen Compañías Holding Colombianas no estarán sujetas a esta retención por los dividendos recibidos de sociedades nacionales.
- La tarifa de impuesto al dividendo cuando se pague a no residentes en Colombia pasó a ser del 7.5% (antes 5%).
- La tarifa del impuesto al dividendo cuando se pague a personas naturales en Colombia pasa a ser 15% para dividendos superiores a \$10 millones, a este 15% se les descontará el impuesto del 7.5% retenido en la fuente. Esta tarifa antes de la Ley de Financiamiento era del 5% para dividendos superiores a \$19,8 millones y del 10% para dividendos superiores \$33 millones.
- Se creó un Régimen de Mega inversiones para quienes realicen nuevas inversiones mínimas de \$1 billón en cualquier actividad industrial, comercial y/o de servicios y que generen al menos 250 empleos directos, con las siguientes consideraciones:
  - La inversión debe ser en propiedad, planta y equipo y se debe ejecutar en un periodo máximo de 5 años.
  - Quienes califique como mega inversiones aplicarán una tarifa del 27% en el impuesto sobre la renta.
  - La depreciación de activos fijos en se haría en 2 años, independientemente de la vida útil.
  - No se aplicaría la renta presuntiva ni el impuesto al patrimonio vigente.
  - Será posible suscribir contrato de estabilidad jurídica, para lo cual deberá pagar prima del 0.75% de la inversión que se ejecute en cada año durante el periodo máximo de 5 años en que se debe ejecutar la inversión.

## 12. Beneficios a los empleados

BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	2018		2017	
	CORRIENTE	NO CORRIENTE	CORRIENTE	NO CORRIENTE
Cesantías	536	-	468	-
Intereses sobre cesantías	63	-	56	-
Vacaciones por pagar	1,281	-	1,407	-
Prima de vacaciones por pagar	870	-	817	-
Otras cuentas por pagar obligaciones laborales	1,860	-	3,309	-
Beneficios largo plazo (1)	-	16,553	-	18,101
Bonificaciones	381	-	749	-
	<b>4,991</b>	<b>16,553</b>	<b>6,806</b>	<b>18,101</b>
<b>BENEFICIOS POST EMPLEO</b>				
Pasivo pensional (14.2)	3,236	3,372	3,241	3,546
<b>TOTAL BENEFICIOS EMPLEADOS</b>	<b>8,227</b>	<b>19,926</b>	<b>10,047</b>	<b>21,647</b>

1. En el rubro pasivo pensional, se efectuó reclasificación en el año 2017 de corriente a no corriente el saldo \$4,729 correspondiente a la provisión de prima de antigüedad

BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	2018	2017
Patrimonio autónomo	10,724	7,558
<b>TOTAL ACTIVO DEL PLAN</b>	<b>10,724</b>	<b>7,558</b>
Beneficios largo plazo	(25,797)	(24,344)
Pasivo pensional	(4,853)	(4,861)
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>(30,650)</b>	<b>(29,205)</b>
<b>DÉFICIT POR BENEFICIOS (1)</b>	<b>(19,926)</b>	<b>(21,647)</b>

1. Incluye el valor razonable de las inversiones mantenidas en el patrimonio autónomo administrado por Fideicomiso BBVA Asset Management S.A., el valor presente de la obligación futura del pasivo pensional y los beneficios largo plazo.

Durante el 2018 se presentaron menores provisiones por incentivo de largo plazo para directivos, menor incentivo por resultados y compensación variable.

### 12.1. Beneficios Post-empleo

#### 12.1.1. Pensiones de jubilación

XM, de acuerdo con los contratos colectivos e individuales, deben pagar pensiones de jubilación a aquellos trabajadores que cumplan ciertos requisitos de edad y tiempo de servicio. El Instituto de Seguros Sociales –ISS– y las compañías administradoras de pensiones asumen la mayor porción de esta obligación, de acuerdo con el cumplimiento de requisitos legales.

El valor presente de la obligación por pensiones, al 31 diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, fue determinado con base en estudios actuariales de conformidad con la NIC 19 utilizando el método de valoración actuarial. La unidad de crédito proyectada (PUC) se utiliza para determinar el

valor presente de las obligación por beneficio definido (DBO), y cuando proceda, el costo por servicios y el costo de los servicios pasados.

Bajo este método, los beneficios son atribuidos a periodos en los cuales la obligación de proveer los beneficios se crea al aplicar directamente la fórmula del beneficio del plan basada en el servicio a la fecha de valuación. Cuando el beneficio se basa en compensación o salario, aumentos salariales se aplican hasta la fecha en la que se espera que el participante termine el servicio. Sin embargo, si el servicio en los últimos años conduce a beneficios adicionales significativos que en años anteriores, los beneficios se atribuyen linealmente a partir de la fecha de la cual el servicio prestado por el empleado le da derecho al beneficio según el plan, hasta la fecha en que servicios posteriores generen derecho a importes adicionales no significativos del beneficio según el plan.

Los principales supuestos actuariales empleados en la valoración son:

VARIABLES	DICIEMBRE 2018	DICIEMBRE 2017
Tasa de descuento	7.40%	7.20%
Tasa de Inflación	3.50%	3.50%
Incremento salario mínimo	4.00%	4.00%
Tabla de mortalidad	Rentistas válidos 2008	Rentistas válidos 2008
Tabla de rotación	"2003 SOA Pension Plan Turnover Study" con factor de ajuste al 50%	"2003 SOA Pension Plan Turnover Study" con factor de ajuste al 50%
Número de personas cubiertas por el plan pensión	19	19
Número de personas cubiertas por el plan aportes	0	7

Se da cumplimiento al Artículo 2.2.1 de la Parte 2 del Libro 2, del Decreto 2420 de 2015, adicionado por el artículo 7° del Decreto 2495 de 2015 y modificado por el artículo 7 del Decreto 2131 de 2016.

**Artículo 2.2.1:** Revelación de información de pasivos pensionales. Los preparadores de información financiera deberán revelar en las notas de sus estados financieros, el cálculo de los pasivos pensionales a su cargo de acuerdo con los parámetros establecidos en el Decreto No. 1625 de 2016, artículos 1.2.1.18.46.

**Artículo 1.2.1.18.46.** Entidades no sometidas al control y vigilancia de la Superintendencia Financiera de Colombia. A partir del año gravable 2001, en la elaboración de los cálculos actuariales de que trata el artículo 113 del Estatuto Tributario las entidades no sometidas al control y vigilancia de la Superintendencia Financiera de Colombia deberán seguir las siguientes bases técnicas:

1. Para calcular los futuros incrementos de salarios y pensiones, la tasa DANE para el año  $k$  será el promedio resultante de sumar tres (3) veces la inflación del año  $k-1$ , más dos (2) veces la inflación del año  $k-2$ , más una (1) vez la inflación del año  $k-3$ .
2. Se deberá utilizar una tasa real de interés técnico del cuatro punto ocho por ciento (4.8%).
3. Para el personal activo y retirado debe considerarse el incremento anticipado de la renta al inicio del segundo semestre del primer año.

(Artículo 1°, Decreto 2783 de 2001) (El Decreto 2783 de 2001 rige a partir de la fecha de su publicación y deroga los Decretos 2498 de 1988 y 1628 de 1991. Artículo 5°, Decreto 2783 de 2001)

## Bases Técnicas PCGA 2018

El cálculo actuarial de XM S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2018 fue elaborado con las siguientes bases técnicas establecidas por la normativa legal colombiana:

**Tasa Real de Interés Técnico: 4.80%**, tal como lo establece el numeral 2 del artículo 1 del decreto 2783 de 2001.

**Inflación: 5.09%**, tal como lo establece el numeral 1 del artículo 1 del decreto 2783 de 2001.

**Tasa de Incremento Salarial: 5.09%**, tal como lo establece el numeral 1 del artículo 1 del decreto 2783 de 2001.

**Tasa de Incremento de Pensiones: 5.09%**, tal como lo establece el numeral 1 del artículo 1 del decreto 2783 de 2001.

**Tabla de Mortalidad: RV08 (Rentistas Válidos)**, aprobada por la Superintendencia Financiera de Colombia según resolución No. 1555 de 2010

Las diferencias con el cálculo realizado en los términos del Marco Técnico Normativo contenido en el con Decreto 2420 de 2015 modificado por los decretos 2496 de 2015, 2131 de 2016 y 2170 de 2017 éstos últimos decretos fueron compilados en el Decreto 2483 de 2018, 2015 es la siguiente:

Decreto 2420	Decreto 2783 de 2001	Variación
8,102	7,209	893

### 12.1.2. Planes de salud medicina prepagada:

XM pagará los siguientes porcentajes sobre las primas de los planes médicos por concepto de Medicina prepagada y póliza de hospitalización:

Para sueldos y pensiones hasta de cuatro punto tres (4.3) salarios mínimos legales mensuales vigentes (SMLMV), el noventa por ciento (90%) del valor de la prima.

Para sueldos y pensiones superiores a cuatro punto tres (4.3) y hasta cinco punto cinco (5.5) salarios mínimos legales mensuales vigentes (SMLMV), el ochenta por ciento (80%) del valor de la prima.

Para sueldos y pensiones superiores a cinco punto cinco (5.5) salarios mínimos legales mensuales vigentes (SMLMV), el setenta por ciento (70%) del valor de la prima.



Los principales supuestos actuariales empleados en la valoración son:

VARIABLES	DICIEMBRE 2018	DICIEMBRE 2017
Tasa de descuento	7.50%	7.40%
Incremento salario mínimo	4.00%	4.00%
Tasa inicial de incremento del costo del beneficio	6.17%	7.00%
Tasa final de incremento del costo del beneficio	4.50%	4.50%
Tabla de mortalidad	Rentistas válidos 2008	Rentistas válidos 2008
Tabla de rotación	"2003 SOA Pension Plan Turnover Study" con factor de ajuste al 50%	"2003 SOA Pension Plan Turnover Study" con factor de ajuste al 50%
Número de personas cubiertas por el plan médico	219	228

### 12.1.3. Auxilio de educación

Los empleados tienen derecho a reconocimiento del auxilio de educación, cada uno de los hijos de los trabajadores activos y del personal pensionado, menores de 18 años y mayores de 18 años hasta los 25 siempre y cuando sean solteros y no trabajen.

Los valores a reconocer serán estipulados en los contratos colectivos vigentes:

NIVEL EDUCATIVO	MONTANTO A RECONOCER PARA CADA PERÍODO
<b>BENEFICIARIOS DEL PACTO COLECTIVO DE TRABAJO</b>	
Trabajador	3 SMLMV (semestral)
Guardería/Preescolar Primaria/ Secundaria (hijos)	4 SMLMV (anual)
Tecnología/Técnico Profesional/ Especialización (hijos)	4 SMLMV (anual pagadero semestral)
Especial	3.2 SMLMV (anual)

Los auxilios se pagarán por año o semestre lectivo anticipado, y deben ser realizados en centros de educación debidamente aprobados por la entidad competente.

Los principales supuestos actuariales empleados en la valoración son:

VARIABLES	DICIEMBRE 2018	DICIEMBRE 2017
Tasa de descuento	7.50%	7.40%
Incremento en el beneficio	4.00%	4.00%
Tabla de mortalidad	Rentistas válidos 2008	Rentistas válidos 2008
Tabla de rotación	"2003 SOA Pension Plan Turnover Study" con factor de ajuste al 50%	"2003 SOA Pension Plan Turnover Study" con factor de ajuste al 50%
Número de personas cubiertas por el plan educación	159	173

Estos beneficios se valoran anualmente, a continuación se muestra la conciliación a los movimientos presentados:

	PENSION	APORTES A LA SEGURIDAD SOCIAL	PLAN MÉDICO	AUXILIO DE EDUCACIÓN	TOTAL
<b>Saldo al 1 de enero de 2017</b>	<b>7,445</b>	<b>39</b>	<b>13,268</b>	<b>4,648</b>	<b>25,400</b>
Costo del servicio corriente	-	-	598	299	897
Costo por intereses en la obligación por beneficio definido	521	-	961	338	1,820
(Ganancia)/Pérdida actuarial por experiencia	688	-	(48)	(283)	357
(Ganancia)/Pérdida actuarial cambio en las suposiciones demográficas	-	-	441	-	441
(Ganancia)/Pérdida actuarial cambio en las suposiciones financieras	100	-	(271)	(88)	(260)
Beneficios pagados desde el fondo de activos	(652)	(39)	(211)	(37)	(939)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2017</b>	<b>8,102</b>	<b>-</b>	<b>14,738</b>	<b>4,877</b>	<b>27,716</b>
Costo del servicio corriente	-	-	545	277	822
Costo por intereses en la obligación por beneficio definido	571	-	1,084	361	2,016
(Ganancia)/Pérdida actuarial por experiencia	61	-	(811)	187	(563)
(Ganancia)/Pérdida actuarial cambio en las suposiciones financieras	(198)	-	(276)	(99)	(573)
Beneficios pagados desde el fondo de activos	(447)	-	(168)	(47)	(662)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2018</b>	<b>8,089</b>	<b>-</b>	<b>15,112</b>	<b>5,557</b>	<b>28,756</b>

El análisis de sensibilidad cuantitativo frente a un cambio en un supuesto clave generaría el siguiente efecto sobre la obligación neta por beneficios definidos:

SUPUESTOS	PENSION	APORTES A LA SEGURIDAD SOCIAL	MÉDICO	EDUCACIÓN
<b>CAMBIO EN TASA DE DESCUENTO</b>				
Aumento en la tasa de descuento en +1%	(882)	-	(2,398)	(865)
Disminución en la tasa de descuento en -1%	1,074	-	3,131	1,110
<b>CAMBIO EN INCREMENTO EN EL BENEFICIO</b>				
Aumento en incremento en el beneficio en +1%	-	-	-	1,172
Disminución en incremento en el beneficio en -1%	-	-	-	(921)
<b>CAMBIO EN TENDENCIA MÉDICA</b>				
Aumento en tendencia médica en +1%	-	-	2,800	-
Disminución en tendencia médica en -1%	-	-	(2,156)	-
<b>BASE DE LA OBLIGACIÓN</b>	<b>8,089</b>	<b>-</b>	<b>15,111</b>	<b>5,557</b>
<b>DURACIÓN DEL PLAN</b>	<b>12.9</b>	<b>-</b>	<b>19.0</b>	<b>19.1</b>

## 12.2. Beneficios largo plazo

### 12.2.1 . Quinquenios

El beneficio consiste en el pago quinquenal de la suma fija correspondiente a 0.27 SMLMV cuando el empleado cumple 5 años de servicio en la Compañía, y posteriormente cada 5 años de servicio.

### 12.2.2. Prima por antigüedad

El beneficio consiste en el pago anual de un día de salario por cada año de servicio, en la Compañía, en el mes en el que se cumple cada año de servicio. El beneficio se comienza a pagar cuando el participante cumple 5 años de servicio en la Compañía.

Los principales supuestos actuariales empleados en la valoración son:

VARIABLES	DICIEMBRE 2018	DICIEMBRE 2017
Tasa de descuento	7.00%	6.90%
Incremento salario mínimo	4.00%	4.00%
Incremento salarial	4.50%	4.00%
Tabla de mortalidad	Rentistas válidos 2008	Rentistas válidos 2008
Tabla de rotación	"2003 SOA Pension Plan Turnover Study" con factor de ajuste al 50%	"2003 SOA Pension Plan Turnover Study" con factor de ajuste al 50%
Número de personas cubiertas prima de antigüedad y quinquenios	138	137

Estos beneficios se valoran anualmente, a continuación se muestra la conciliación a los movimientos presentados:

PRIMA DE ANTIGÜEDAD Y QUINQUENIO	
<b>Saldo al 1 de enero de 2017</b>	<b>4,555</b>
Costo del servicio corriente	419
Costo por intereses en la obligación por beneficio definido	310
Pérdida actuarial por experiencia	(140)
Pérdida actuarial cambio en las suposiciones financieras	94
Beneficios pagados directamente por la Compañía	(509)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2017</b>	<b>4,729</b>
Costo del servicio corriente	430
Costo por intereses en la obligación por beneficio definido	308
Pérdida actuarial por experiencia	43
Pérdida actuarial cambio en las suposiciones financieras	151
Beneficios pagados directamente por la Compañía	(533)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2018</b>	<b>5,128</b>

El análisis de sensibilidad cuantitativo frente a un cambio en un supuesto clave generaría el siguiente efecto sobre la obligación neta por beneficios definidos:

SUPUESTOS	ANTIGÜEDAD/QUINQUENIO
<b>CAMBIO EN TASA DE DESCUENTO</b>	
Aumento en la tasa de descuento en +1%	(335)
Disminución en la tasa de descuento en -1%	383
<b>CAMBIO EN EL INCREMENTO SALARIAL</b>	
Aumento en incremento salarial en +1%	405
Disminución en incremento salarial en -1%	(360)
<b>BASE DE LA OBLIGACIÓN</b>	<b>5,128</b>
<b>DURACIÓN DEL PLAN</b>	<b>7.5</b>

El análisis de sensibilidad estima el efecto sobre la obligación por beneficios definidos como resultado de cambios razonablemente posibles en los supuestos clave utilizados a cada fecha de presentación.

## 13. Otros pasivos no financieros

OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS	2018			2017		
	CORRIENTE O CORRIENT	TOTAL		CORRIENTE O CORRIENT	TOTAL	
Ingresos recibidos por anticipado años anteriores	11,204	75,504	86,708	16,643	54,346	70,989
Recaudos a favor de terceros	50	-	50	22	-	22
<b>TOTAL OTROS PASIVOS</b>	<b>11,254</b>	<b>75,504</b>	<b>86,758</b>	<b>16,665</b>	<b>54,346</b>	<b>71,011</b>

Corresponde a los ingresos diferidos pasivos por la facturación por inversiones, cuyo ingreso se causa en la medida que se ejecutan realmente las inversiones, es decir, que se contabilicen las depreciaciones y amortizaciones por la utilización de los activos.

## 14. Patrimonio

### 14.1. Capital suscrito y pagado y número de acciones

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. tiene un total de 14,829,000 acciones suscritas y pagadas distribuidas así.

	NÚMERO DE ACCIONES	VALOR (EXPRESADO EN MILLONES COL)	
			%
Interconexión Eléctrica S. A. E.S.P.	14,789,000	14,789	99.73%
Corporación Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico - CIDET	10,000	10	0.07%
Fondo de Empleados de ISA – FEISA	10,000	10	0.07%
Financiera Energética Nacional - FEN	10,000	10	0.07%
Bolsa de Valores de Colombia - BVC	10,000	10	0.07%
<b>TOTAL CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO</b>	<b>14,829,000</b>	<b>14,829</b>	<b>100%</b>

### 14.2. Acciones autorizadas y valor nominal

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el capital social autorizado incluía 14,829,000 acciones ordinarias, por un valor nominal de \$1.000 pesos colombianos cada una. Todas las acciones emitidas están totalmente pagadas.

### 14.3. Derechos y restricciones de los accionistas

Los accionistas que tengan acciones comunes tienen derecho a recibir dividendos según estos sean declarados cada cierto tiempo y tienen derecho a un voto por acción en las reuniones de Asamblea de la Compañía.

## 14.4. Dividendos

Los dividendos decretados en los años 2018 y 2017, sobre las utilidades del ejercicio anterior, son como se detallan a continuación:

	2018	2017
Utilidad o reservas a distribuir del ejercicio anterior	12,119	7,075
Acciones en circulación	14.83	14.83
Dividendo ordinario por acción (en \$)	817	477
Dividendo extraordinario por acción (en \$)	-	-
Total dividendos por acción decretados	817	477
Dividendos decretados	12,119	7,075
Forma de pago	Dividendos ordinarios 2017 pagaderos en Abril de 2018	Dividendos ordinarios 2016 pagaderos en Abril de 2017

El detalle de los dividendos pagados en los últimos años es como sigue:

IMPUTADO AL EJERCICIO	TIPO DIVIDENDO	FECHA DE PAGO	PESOS POR ACCIÓN
2009	Ordinario	Abril 2010	32
2010	Ordinario	Abril 2011	54
2011	Ordinario	Abril 2012	26
2012	Ordinario	Abril 2013	246
2013	Ordinario	Abril 2014	150
2014	Ordinario	Enero 2015	414
2014	Ordinario	Abril 2015	241
2015	Ordinario	Abril 2016	526
2016	Ordinario	Abril 2017	477
2017	Ordinario	Abril 2018	817

## 14.5. Reservas

	2018	2017
Legal (1)	5,266	4,561
Fortalecimiento patrimonial (2)	596	6,356
Disposiciones fiscales	55	68
<b>Total Reservas</b>	<b>5,917</b>	<b>10,986</b>

(1) De acuerdo con la ley, la Compañía está obligada a apropiarse el 10% de sus utilidades netas anuales 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 cuanto excedan el 50% del capital suscrito.

(2) En cumplimiento de los Estatutos, la Asamblea General de Accionistas ha constituido reservas de carácter ocasional, con el fin que la Compañía conserve su solidez financiera, mantenga el nivel de indicadores financieros que son requeridos por las agencias calificadoras de riesgo crediticio para otorgar el grado de inversión y cumpla los compromisos contractuales adquiridos con las entidades financieras.



## 14.6. Otros resultados integrales

El siguiente es el saldo al 31 de diciembre de 2018:

<b>OTRO RESULTADO INTEGRAL</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Ganancia actuarial por experiencia pensión	873	1,009
Ganancia actuarial por experiencia aportes	(67)	(67)
Pérdida actuarial por experiencia médico	1,098	2,185
Pérdida actuarial por experiencia educativo	(190)	(278)
Impuesto diferido por ganancias actuariales	(773)	(1,060)
Variación en interes neto de los activos del plan c	462	285
Efecto conversión Metodo de partición	25	0
<b>TOTAL</b>	<b>1,428</b>	<b>2,075</b>

- **Movimiento del otro resultado integral:**

<b>OTRO RESULTADO INTEGRAL</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Ganancia actuarial por experiencia pensión	(137)	789
Ganancia actuarial por experiencia aportes	-	(1)
Pérdida actuarial por experiencia médico	(1,086)	122
Pérdida actuarial por experiencia educativo	88	(371)
Impuesto diferido por ganancias actuariales	286	(183)
Variación en interes neto de los activos del plan c	177	16
Efecto conversión Metodo de partición	25	-
<b>TOTAL</b>	<b>(647)</b>	<b>372</b>

## 15. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos

	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Despacho y coordinación CND	74,898	69,059
Sistema de intercambios comerciales (SIC)	45,900	42,085
Liquidación y administración de cuentas (LAC)	14,229	12,995
<b>Total ingresos CND – LAC – SIC regulados</b>	<b>135,026</b>	<b>124,139</b>
Ingresos especializados (1)	2,821	4,113
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>137,847</b>	<b>128,252</b>

(1) Los ingresos por servicios especializados corresponden principalmente a ingresos por soporte y mantenimiento de centros de control, consultoría y capacitación en actividades conexas y otros servicios en gestión de información.

### Acuerdos Conjuntos – Operación Conjunta:

En la fecha 28 de septiembre de 2016 en la República Dominicana las Empresas MVM Strategy And Cosultancy Services, SRL con RNC registro nacional de contribuyentes 1-31-32132-1 y XM S.A E.S.P. con NIT 900042857-1 suscriben un Acuerdo de Consorcio para fines de participar en la licitación pública nacional N° ETED-CCC-LPN-2016-31 para las contratación de los servicios de consultoría para la configuración, sintonización y puesta en operación del control automático de

generación (AGC) en el centro de control de energía (CCE) de la Empresa de Trasmisión de Energía Dominicana ETED.

**Objetivo:** Las partes se conforman y organizan en un consorcio denominado MVM/XM con la finalidad de:

- Participar en el proceso de la licitación pública nacional para la configuración, sintonización y puesta en operación del control automático de generación (AGC) en el centro de control de energía (CCE)
- Suscribir el contrato de consultoría para a configuración, sintonización y puesta en operación del control automático de generación (AGC) en el centro de control de energía (CCE)
- Ejecutar e implementar el contrato antes citado de acuerdo a los términos y condiciones pactados con la entidad contratante del Estado Dominicano

#### Obligaciones y funciones:

- Realizar una consultoría para apoyar al Centro de Control de Energía (CCE) en la configuración, sintonización y puesta en operación del módulo LFC (Load Frequency Control) del programa de control automático de generación (AGC) del sistemas SCADA/EMS OSI Monarch con el que cuenta la empresa ETED
- Cualquier otro compromiso derivado de la contratación del Consorcio por parte de la empresa ETED.

MVM tiene a su cargo las funciones operativas de tipo administrativo y financiero del Consorcio MVM/XM para su eficiente funcionamiento en ocasión del desarrollo del contrato con ETED para la configuración, sintonización y puesta en operación del control automático de generación (AGC) en el centro de control de energía (CCE)

XM acuerda y reconoce que en el consorcio asume las obligaciones técnicas como el diagnóstico de la situación actual, configuración de los parámetros de las centrales generadoras participantes e implementación del AGC, pruebas y capacitaciones.

En el Consorcios XM tiene una participación del 75 % en los gastos y en los ingresos tiene el 95% del 75%.

De acuerdo a la NIIF 11 Acuerdos Conjuntos, el contrato celebrado entre las partes tiene los elementos suficientes para clasificarlo como una operación conjunta. El acuerdo da participación a las partes y ambas tienen derechos y deberes que deben cumplir. Las partes que tienen el control conjunto del acuerdo tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos.

## Reconocimiento contable:

Basado en los informes financieros presentados por el Consorcio MVM XM, la Compañía una vez eliminadas las operaciones comunes reconoció su participación así:

### 2018

El Consorcio se liquidó en 2018 cuya acta se firmará en 2019. Durante el 2018 se tienen como movimientos y saldos los siguientes:

CUENTAS	Saldo USD	TRM	Saldo COP
Gastos generales y administrativos	5,902.01	2,951	18
<b>RESULTADO NETO</b>	<b>5,902.01</b>		<b>18</b>

CUENTAS	Saldo USD	TRM	Saldo COP
<b>Total Activos</b>	0.0011	3,250	4

### 2017

#### Ingresos y gastos

CUENTAS	Resultados USD	Participacion 75% COP	Participacion 75% USD	Eliminaciones USD	Saldo USD	TRM	Saldo COP
Ingresos	0.3041	647	0.2167	-	0.2167	2,984	647
Gastos generales y administrativos	0.2929	656	0.2197	0.1998	0.0584	2,984	174
Gastos no operacionales	0.0002	-	0.0001	-	0.0001	2,984	-
<b>RESULTADO NETO</b>	<b>0.0110</b>	<b>-</b>	<b>0.0032</b>	<b>-</b>	<b>0.1582</b>		<b>473</b>

#### Activos y pasivos

CUENTAS	Saldo USD	Participacion 75% COP	Participacion 75% USD	Eliminaciones USD	Saldo USD	TRM	Saldo COP
<b>Total Activos</b>	0.3621	767	0.2571		0.2571	2984	768
<b>Total Pasivos</b>	0.3475	778	0.2606	0.1613	0.0994	2984	297

## 16. Costos y gastos de la operación

### 16.1. Costos de operación

Los costos de operación por los años terminados a 31 de diciembre se detallan a continuación:

<b>COSTOS DE OPERACIÓN</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Servicios personales	26,410	24,951
Honorarios	162	111
Materiales y mantenimiento	262	438
Servicios públicos	58	70
Otros servicios	655	607
Desarrollo de software	1,723	2,599
Administración de infraestructura	4,430	2,715
Arrendamientos	1,074	1,132
Publicidad e impresos	433	600
Operaciones conjuntas	18	174
Transporte	330	322
Comunicaciones	3,157	3,256
Seguros	1,164	1,141
Otros gastos generales	16,696	13,577
Contribuciones e impuestos	25,310	22,159
<b>SUBTOTAL COSTOS</b>	<b>81,882</b>	<b>73,852</b>
Depreciaciones	1,494	2,353
Amortizaciones	2,672	2,219
<b>TOTAL COSTOS</b>	<b>86,048</b>	<b>78,424</b>

## 16.2. Gastos de administración

Los gastos de administración por los años terminados a 31 de diciembre se detallan a continuación:

<b>GASTOS DE ADMINISTRACIÓN</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Servicios personales	18,321	18,866
Honorarios	1,933	1,637
Materiales y mantenimiento	68	195
Servicios públicos	64	57
Otros servicios	2,104	1,726
Desarrollo de software	555	1,117
Administración infraestructura	1,595	1,338
Arrendamientos	646	551
Publicidad e impresos	632	518
Transporte	246	183
Comunicaciones	734	664
Seguros	278	225
Otros gastos generales	12,008	9,775
Contribuciones e impuestos	818	858
<b>SUBTOTAL GASTOS</b>	<b>40,002</b>	<b>37,710</b>
Depreciaciones	2,014	1,632
Amortizaciones	626	871
Provisión	-	32
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>42,642</b>	<b>40,248</b>
<b>TOTAL GASTOS Y COSTOS</b>	<b>128,690</b>	<b>118,669</b>

## 17. Otros ingresos y gastos

### 17.1. Otros ingresos

Los otros ingresos por los años terminados a 31 de diciembre de 2018 y 2017 se detallan a continuación:

<b>OTROS INGRESOS</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Recuperaciones y otros	109	45
<b>TOTAL OTROS INGRESOS</b>	<b>109</b>	<b>45</b>



Dentro de los otros ingresos se encuentran los ingresos por arrendamiento

### Arrendamiento Operativo:

El 10 de noviembre de 2017 entre XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. y Empresas Públicas de Medellín E.S.P. se celebró un contrato de arrendamiento con plazo de dos años pagaderos anualmente e incrementado por el IPC. Los bienes objeto del arriendo fueron: 2 Servidores SPARC T4-1 y 10 Consolas Ultra

### Otras condiciones relevantes:

En caso de que el contrato de arrendamiento se termine anticipadamente antes de cumplir la anualidad correspondiente y el arrendatario hubiere cancelado el valor total de la anualidad, el arrendador le restituirá al arrendatario la parte proporcional del arrendamiento que no fue causada, dentro de los treinta días calendarios siguientes a la fecha de la restitución de los inmuebles

El contrato no puede ser cedido, total ni parcialmente, salvo autorización expresa del arrendador

El contrato se clasificó de acuerdo a la NIC 17 de arrendamientos como operativo por las siguientes razones:

El arrendamiento es operativo cuando no se traspasan todos los riesgos y ventajas del bien arrendado. En este caso el arrendatario está limitado al uso exclusivo de los equipos en actividades de soporte de la infraestructura actual hasta la integración del nuevo Centro de Control.

En caso de poder rescindir el usufructuario el derecho sobre la cosa en cualquier momento, la figura es equivalente al arrendamiento operativo. En este caso XM tiene derecho sobre el bien al momento de terminación del contrato

Los activos sujetos de arrendamiento se presentan en el Estado de Situación Financiera aplicando los procedimientos establecidos dentro de la política de propiedades de planta y equipo tanto para su costo como para su depreciación.

Los ingresos se reconocen por la modalidad de línea recta durante el plazo del arrendamiento.

	2018	2017
Valor facturado por el año	24	23
Ingreso diferido	20	19
Ingreso reconocido en el ejercicio	23	4

## 18. Resultado financiero

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

- Ingresos financieros

<b>INGRESOS FINANCIEROS</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>INTERESES</b>		
Rendimientos sobre inversiones	2,294	2,348
Intereses deudores	698	781
Descuentos condicionados	58	25
<b>TOTAL INTERESES</b>	<b>3,050</b>	<b>3,154</b>
<b>DIFERENCIA EN CAMBIO</b>		
Efectivo	206	147
Deudores	128	11
Cuentas por pagar	143	319
Arrendamiento financiero	-	-
Otros pasivos	51	2
<b>TOTAL DIFERENCIA EN CAMBIO</b>	<b>528</b>	<b>479</b>
<b>TOTAL INGRESOS FINANCIEROS</b>	<b>3,578</b>	<b>3,633</b>

- Gastos financieros

<b>GASTOS FINANCIEROS</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>INTERESES Y COMISIONES</b>		
Intereses arrendamiento financiero	-	-
Otros Intereses	1	-
Intereses cálculo actuarial	2,396	1,999
Gastos bancarios	13	5
<b>TOTAL INTERESES Y COMISIONES</b>	<b>2,410</b>	<b>2,004</b>
<b>DIFERENCIA EN CAMBIO</b>		
Efectivo	245	125
Deudores	112	15
Cuentas por pagar	174	52
Otros pasivos	5	5
<b>TOTAL DIFERENCIA EN CAMBIO</b>	<b>536</b>	<b>197</b>
<b>TOTAL GASTOS FINANCIEROS</b>	<b>2,946</b>	<b>2,201</b>
<b>TOTAL RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>632</b>	<b>1,432</b>

## 19. Participación en la utilidad neta de subsidiarias y negocios conjuntos

PARTICIPACIÓN EN LA UTILIDAD NETA DE SUBSIDIARIAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS		
	2018	2017
Participación en la utilidad neta de subsidiarias y negocios conjuntos	3,599	3,050
Participación en la pérdida neta de subsidiarias y negocios conjuntos	(325)	(346)
<b>TOTAL PARTICIPACIÓN EN LA UTILIDAD NETA DE SUBSIDIARIAS</b>	<b>3,274</b>	<b>2,704</b>

## 20. Utilidad neta por acción

La utilidad neta por acción ha sido calculada sobre la base del promedio ponderado anual de las acciones en circulación a la fecha del estado de situación financiera.

Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, el número de acciones en circulación fue de 14.829.000. A continuación se presenta la determinación de la utilidad por acción:

	2018	2017
Utilidad neta del ejercicio	6,042	7,050
Promedio de acciones en circulación en el período	15	15
<b>Utilidad neta por acción (expresada en \$)</b>	<b>407</b>	<b>475</b>

## 21. Garantías y compromisos vigentes

Al cierre de 2018 se encontraban vigentes las siguientes garantías:

EMISOR	TIPO DE GARANTÍA	BENEFICIARIO DE LA GARANTÍA	LA GARANTÍA RECAE SOBRE	VALOR TOTAL DE LA GARANTÍA	FECHA DE INICIO	FECHA DE VENCIMIENTO
Banco Davivienda S.A.	Bancaria	Municipio de Guachené	XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	800	25/09/2018	08/11/2019
Banco Davivienda S.A.	Bancaria	Municipio de Guachené	XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	995	25/09/2018	13/10/2019

## 22. Litigios y demandas

Al cierre de 2018 se encontraban vigentes las siguientes demandas:

PROCESOS A FAVOR					
INSTANCIA	DEMANDADO	MOTIVO DEL PROCESO (QUÉ LO ORIGINÓ)	INICIO DEL PROCESO	VALOR DE LA CUANTÍA	ESTADO ACTUAL DEL PROCESO
JUZGADO 1 CIVIL DEL CIRCUITO DE MEDELLÍN	8110167744 ENERGEN SA ESP	INCUMPLIMIENTO EN PAGO DE OBLIGACION CONTENIDA EN TITULO VALOR	25/03/2008	757	FALLO
JUZGADO 4 CIVIL DEL CIRCUITO DE BARRANQUILLA	8020061211 ENERGIA CONFIABLE SA ESP	INCUMPLIMIENTO EN PAGO DE OBLIGACION CONTENIDA EN TITULO VALOR	15/04/2011	1,836	FALLO
DESPACHO 6 SIN SECCIONES DEL TRIBUNAL ADMINISTRATIVO DE VALLE DEL CAUCA - ORAL	890399029 DEPARTAMENTO DEL VALLE DEL CAUCA	ILEGALIDAD DEL ACTO ADMINISTRATIVO QUE IMPONE TASA, IMPUESTO O TRIBUTO	04/11/2014	204	INICIO Y FIJACION DEL LITIGIO
JUZGADO 44 CIVIL DEL CIRCUITO DE BOGOTÁ	9002444672 COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DEL CAUCA CEC SAS	INCUMPLIMIENTO EN PAGO DE OBLIGACION CONTENIDA EN TITULO VALOR	30/01/2017	38	INICIO Y FIJACION DEL LITIGIO
JUZGADO 2 CIVIL DEL CIRCUITO DE RIONEGRO	71659335 YE PES MEJIA JOAQUIN FERNANDO	INCUMPLIMIENTO EN EL PAGO DE UNA OBLIGACION CON GARANTIA REAL	29/05/2018	153	INICIO Y FIJACION DEL LITIGIO

PROCESOS EN CONTRA					
INSTANCIA	DEMANDANTE	MOTIVO DEL PROCESO (QUÉ LO ORIGINÓ)	FECHA DE INICIO DEL PROCESO	VALOR DE LA CUANTÍA	ESTADO ACTUAL DEL PROCESO
DESPACHO SIN SECCIONES DEL TRIBUNAL ADMINISTRATIVO DE ANTIOQUIA	ESCRITURA FIDUCIARIA LA PREVISORA -	LA NULIDAD DE UN ACTO ADMINISTRATIVO QUE IMPONE UNA SANCION	08/10/2007	6,501	PRESENTACION DEL RECURSO
DESPACHO SIN SECCIONES DEL TRIBUNAL ADMINISTRATIVO DE ANTIOQUIA	800197268 DIRECCION DE IMPUESTOS Y ADUANAS NACIONALES DIAN	ILEGALIDAD DEL ACTO ADMINISTRATIVO QUE IMPONE TASA, IMPUESTO O TRIBUTO	20/04/2015	30,478	INICIO Y FIJACION DEL LITIGIO
DESPACHO DE LA SALA LABORAL DEL TRIBUNAL SUPERIOR DE MEDELLÍN	43220889 GOMEZ PALACIO JUANA MARIA	NO RECONOCIMIENTO EN DERECHO DE PRESTACIONES SOCIALES	03/12/2008	783	FALLO DEL RECURSO
DESPACHO SECCION TERCERA DEL TRIBUNAL ADMINISTRATIVO DE CUNDINAMARCA - ORAL	8001689964 GRUPO POLIOBRAS SA ESP	ILEGALIDAD DEL ACTO ADMINISTRATIVO QUE IMPONE MULTA POR INCUMPLIMIENTO DEL CONTRATO	20/04/2015	459,018	PRESENTACION DEL RECURSO
TRIBUNAL ADMINISTRATIVO DE CUNDINAMARCA	8909049961 EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN EPM	ILEGALIDAD DEL ACTO ADMINISTRATIVO QUE HACE EFECTIVA LA CLAUSULA PENAL PECUNIARIA	25/11/2016	-	INICIO Y FIJACION DEL LITIGIO
JUZGADO 22 LABORAL DEL CIRCUITO DE MEDELLÍN	19250432 BAQUERO NEIRA LUIS ALBERTO	INDEBIDA LIQUIDACION DE CUOTA PARTE PENSIONAL	06/07/2017	175	INICIO Y FIJACION DEL LITIGIO
DESPACHO SIN SECCIONES DEL TRIBUNAL ADMINISTRATIVO DE CAUCA - ORAL	MUNICIPIO DE GUACHENE - CAUCA	ILEGALIDAD DEL ACTO ADMINISTRATIVO QUE DECLARA LA OCURRENCIA DEL SINIESTRO Y ORDENA HACER EFECTIVA LA POLIZA	01/10/2012	464	NOTIFICACION PERSONAL
DESPACHO SIN SECCIONES DEL TRIBUNAL ADMINISTRATIVO DE CAUCA - ORAL	MUNICIPIO DE GUACHENE - CAUCA	ILEGALIDAD DEL ACTO ADMINISTRATIVO QUE DECLARA LA OCURRENCIA DEL SINIESTRO Y ORDENA HACER EFECTIVA LA POLIZA	25/09/2018	497	INICIO Y FIJACION DEL LITIGIO
JUZGADO 20 LABORAL DEL CIRCUITO DE MEDELLÍN	71721358 OBANDO LOPEZ JUAN CARLOS	INCUMPLIMIENTO EN EL PAGO DE PRESTACIONES SOCIALES	12/04/2018	99	INICIO Y FIJACION DEL LITIGIO

## • Demanda DIAN:

La remuneración de XM se realiza por regulación CREG, se trata de tarifas que están sujetas a una estricta regulación estatal, incorporan (entre otros) el reconocimiento de un componente de inversiones de acuerdo con el plan que la compañía le presenta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) cada cinco años.

Ahora bien, teniendo en cuenta que de acuerdo con las normas constitucionales, legales y regulatorias es claro que ese componente de “inversión” comporta unos verdaderos compromisos futuros para la compañía consistentes en prestar los servicios vinculados a las referidas inversiones, XM procede a registrarlos como un ingreso diferido que va amortizando en la medida en que se prestan los servicios mencionados y, concretamente, en la medida en que deprecia o amortiza los activos adquiridos de acuerdo con los compromisos asumidos y en estricta observancia de las normas técnicas que resultan aplicables.

Frente a tal proceder al momento de realizar la declaración de renta del año 2009, la DIAN consideró que XM no está legitimada para tomar el componente de inversión que cobra como un ingreso diferido y que, en consecuencia, tan pronto la compañía percibe los recursos provenientes de dicho componente debe causarlos como un ingreso corriente del período. No obstante esta fue la discusión durante toda la vía gubernativa, la DIAN no procedió a incrementar los ingresos del período, sino que procedió a aplicar el artículo 239-1 del E.T. de acuerdo con el cual la Administración puede incluir como renta líquida el valor de los pasivos inexistentes que tenga el contribuyente originados en períodos no revisables. Al parecer, como la cuenta de “ingresos diferidos” se refleja en un “pasivo” hasta el momento en que el contribuyente preste los servicios y, por tanto, cause el ingreso, la DIAN entendió que XM había declarado un “pasivo inexistente” que daba lugar a la aplicación de la norma.

A continuación se detalla el avance a la fecha:

Mediante Liquidación Oficial de Revisión No. 112412013000103 del 12 de Julio de 2013, proferida por el Jefe de la División de Gestión de Liquidación de la Dirección Seccional de Impuestos de Medellín de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales se desconoce el pasivo por ingreso diferido, tratándolo como renta líquida, calculando un mayor impuesto de renta sobre este por valor de \$5,430 e imponiendo la correspondiente sanción a XM por valor de \$8,688 millones.

XM interpuso el 9 de septiembre de 2013 el correspondiente Recurso de Reconsideración en contra de la citada Resolución.

El día 21 de agosto de 2014 fue notificada a XM la Resolución No. 900.270 del 5 de agosto de 2014, mediante la cual se confirman cada una de las glosas de la liquidación oficial de revisión del 12 de julio de 2013 y se ordena remitir el expediente a la División de Gestión de Cobranzas de la Dirección Seccional de Impuestos de Medellín.

El 16 de diciembre de 2014 se radica ante el Tribunal Administrativo de Antioquia la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho en contra de la Liquidación Oficial de Revisión y de la Resolución que resuelve el recurso de reconsideración.



Frente al proceso de demanda de nulidad y restablecimiento del derecho, la evaluación de la probabilidad de un resultado desfavorable a XM se califica como remoto (mayor probabilidad de que no ocurra).

Se instauró demanda de nulidad y restablecimiento del derecho en contra de la liquidación oficial proferida por la DIAN respecto de la declaración de impuesto de renta y complementarios del año gravable 2009, esta fue admitida el 20 de abril de 2015.

Posteriormente XM presentó reforma a la demanda para incorporar nuevas pruebas, tales como dictámenes periciales y reforzar los argumentos iniciales. La DIAN contestó la demanda y posteriormente la reforma presentada por XM.

El 06 de marzo de 2017, ante el Tribunal Administrativo de Antioquia se llevó a cabo audiencia inicial en la cual: (i) se decretaron como pruebas documentales todas las aportadas en la demanda y su reforma, en la contestación de estas y en los antecedentes administrativos; (ii) se decretaron los dictámenes periciales aportados en la demanda y (iii) se decretó el testimonio solicitado por la DIAN.

El 07 de abril de 2017 radicamos solicitud de aplicación del principio de favorabilidad en materia sancionatoria. Actualmente, el despacho se encuentra pendiente de fijar fecha para audiencia de práctica de pruebas.

El 4 de octubre de 2018, radicamos memorial actualizando el correo de notificaciones judiciales.

La decisión de XM es demostrar ante la jurisdicción, la nulidad de los actos administrativos proferidos por la DIAN en relación con el impuesto sobre la renta del año gravable 2009. Frente al proceso de demanda de nulidad y restablecimiento del derecho, la evaluación de la probabilidad de un resultado desfavorable a XM se califica como remoto (mayor probabilidad de que no ocurra).

### • Municipio de Guachené:

Notificación de un acto administrativo expedido por el Municipio de Guachené, mediante el cual se impone una sanción a XM por no enviar información, por valor de \$377 millones y la presentación de una demanda de nulidad y restablecimiento del derecho en contra de los actos administrativos que imponen la sanción a XM.

A continuación se detalla el avance a la fecha:

Mediante Resolución N° 047 del 2 de agosto de 2011 expedida por el Tesorero Municipal de Guachené, se impuso una sanción a XM por no enviar información.

XM interpuso Recurso de Reconsideración en contra de la citada Resolución y presentó la Garantía Bancaria No. 07003039400236394 otorgada a favor del Municipio de Guachené por el BANCO DAVIVIENDA S.A. para garantizar el eventual pago de una sanción en contra de XM. Lo anterior, con el objetivo de evitar embargos de las cuentas a nombre de XM, de conformidad con lo establecido en

el artículo 837-1 del Estatuto Tributario, adicionado por la Ley 1066 de 2006 artículo 9°.

El día 19 de diciembre de 2011 fue notificada a XM la Resolución N° 058 del 9 de diciembre de 2011, mediante la cual ratifican la sanción a XM por valor de \$377 millones y anuncian el inicio de proceso de cobro coactivo de la misma.

El día 6 de enero de 2012, XM es notificada del Mandamiento de Pago dictado en su contra, dentro del proceso de Jurisdicción Coactiva. Resolución mediante la cual ordenan el pago de \$377 millones y aceptan la garantía bancaria otorgada por XM como garantía del pago de la sanción, razón por la cual el Municipio no ordena embargos.

XM instauró el 13 de enero de 2012 la Demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra de las Resoluciones N° 047 del 2 de agosto de 2011 y 058 del 9 de diciembre de 2011, expedidas por el Tesorero del Municipio de Guachené, mediante las cuales se impone una sanción a XM por no enviar información. Para esta acción se contrató un abogado experto en derecho administrativo para que adelante el proceso ante el Tribunal Contencioso Administrativo del Cauca, corporación competente para conocer de dicho proceso.

XM instauró el 26 de septiembre de 2012 la Demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra de las Resoluciones N° 006 del 30 de enero de 2012 y 013 del 21 de marzo de 2012, expedidas por el Tesorero del Municipio de Guachené, mediante las cuales se resolvieron las excepciones contra el mandamiento de pago en contra de XM, y resuelve las excepciones presentadas por XM. En esta acción representa a XM el mismo abogado experto en derecho administrativo, que presentó la demanda contra las Resoluciones que impusieron la sanción a XM, para que adelante el proceso ante el Tribunal Contencioso Administrativo del Cauca, corporación competente para conocer de dicho proceso

Respuesta de la Compañía o sus intenciones con respecto a su respuesta (por ejemplo, contestar energicamente el caso o buscar un arreglo extrajudicial).

XM presentó el escrito de Excepciones en contra del mandamiento de pago dictado dentro del proceso de jurisdicción coactiva, las cuales fueron desestimadas de acuerdo con la parte resolutoria de la Resolución 006 del 30 de enero de 2012 expedida por el Tesorero del Municipio de Guachené.

Esta misma resolución decidió continuar adelante con el proceso de cobro coactivo, por lo que XM presentó acción de Tutela, la cual fue fallada a favor de XM (Radicado 05001 40 03 015 2012 00399 00), en el sentido de ordenarle al Municipio de Guachené de abstenerse de continuar con el proceso de cobro coactivo hasta tanto no se haya resuelto la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho presentada por XM. Por tanto, habrá de esperarse a lo que resuelva el tribunal en primera instancia y/o el Consejo de Estado en la segunda instancia para saber si XM debe o no pagar la pretendida sanción impuesta por el Municipio de Guachené.

Evaluación de la probabilidad de un resultado favorable o desfavorable en los siguientes términos: Posible (mayor probabilidad de que ocurra), probable (menor probabilidad de que ocurra) y remota

(remota probabilidad de que ocurra).

La demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho contra las Resoluciones que imponían una sanción a XM, se presentó ante el Tribunal Administrativo del Cauca el 13 de enero de 2012. La demanda fue admitida y se encuentra a despacho para fallo en primera instancia

La demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho contra las Resoluciones dictadas en el proceso de jurisdicción Coactiva adelantado por el Municipio de Guachené, se presentó ante el Tribunal Administrativo del Cauca el 27 de septiembre de 2012. El proceso está pendiente para darle traslado de la demanda al Municipio de Guachené.

Frente al proceso de demanda de nulidad y restablecimiento del derecho, la evaluación de la probabilidad de un resultado favorable a XM se califica como Posible (mayor probabilidad de que ocurra).

Las demandas contra el Municipio de Guachené tenían origen en mediante el cual se impone una sanción a XM por no enviar información, por valor de \$377 millones. Por lo anterior, se interpuso demanda de nulidad y restablecimiento del derecho en contra de (i) los actos administrativos que imponen la sanción a XM y (ii) los que se dictaron en el proceso de jurisdicción coactiva para el cobro de la sanción.

A la fecha el proceso en contra de los actos administrativos que imponen la sanción a XM fue favorable en primera instancia y se encuentra en trámite el Consejo de Estado, el recurso de apelación interpuesto por el Municipio de Guachené. La evaluación de la probabilidad de un resultado favorable a XM se califica posible (mayor probabilidad de que ocurra).

En el proceso de los actos administrativos expedidos en la jurisdicción coactiva fue favorable a XM en primera y segunda instancia.

**El Municipio de Guachené, inició un nuevo proceso sancionatorio administrativo** en contra de XM en el año 2018, procedimiento que se encuentra en el siguiente estado:

La Administración Municipal de Guachené, expidió Auto de Cargos de fecha 08 de junio de 2018, “POR MEDIO DEL CUAL SE LE FORMULA CARGOS DENTRO DEL PROCESO INVESTIGATIVO QUE ADELANTA LA TESORERÍA MUNICIPAL DE GUACHENÉ A LA EMPRESA XM COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P., POR NO ENVIAR INFORMACIÓN SOLICITADA CON FINES TRIBUTARIOS.”

Contra el Pliego de Cargos mencionado, XM presentó los descargos correspondientes el día 28 de junio de 2018, en donde se expusieron con claridad las razones por las cuales no hay lugar a imponer sanción alguna a XM, dado que la Entidad atendió en debida forma la información solicitada.

Mediante la Resolución N° 0105 del 10 de septiembre de 2018, se resolvieron los Descargos presentados por XM y se impuso a la Sociedad sanción por no presentar información, por valor de CUATROCIENTOS NOVENTA Y SIETE MILLONES TRESCIENTOS CUARENTA MIL PESOS (\$497.340.000).

El día 06 de noviembre de 2018, se presentó Recurso de Reconsideración contra la **Resolución N° 0105 del 10 de septiembre de 2018**, y el mismo fue resuelto mediante la Resolución N° 0140 de diciembre de 2018 la cual confirmó en todas sus partes la Resolución recurrida, agotando de esta manera la vía gubernativa.

La Sociedad XM con el propósito de ofrecer garantías al Municipio de Guachené que respaldaran el pago de la Sanción impuesta en la **Resolución N° 0105 del 10 de septiembre de 2018**, allegó GARANTÍA BANCARIA N° 07003039400236402, por la cuantía de NOVECIENTOS NOVENTA Y CUATRO MILLONES SEISCIENTOS OCHENTA MIL PESOS MONEDA LEGAL COLOMBIANA (\$994.680.000).

El pasado 18 de diciembre de 2018, se procedió con la interposición de demanda de nulidad y restablecimiento del derecho en contra de los Actos Administrativos Resolución N° 0105 del 10 de septiembre de 2018, y Resolución N° 0140 de diciembre de 2018 proferidos por La Tesorería Municipal. Este proceso fue asignado por reparto al Despacho del Magistrado Ponente Jairo Restrepo Cáceres del Tribunal Administrativo del Cauca, se identifica con el Radicado N° 19001233300520190002100, y se encuentra a Despacho para estudiar admisión.

Con ocasión al Proceso Administrativo adelantado por la Autoridad Tributaria Municipal, que dio lugar a la expedición de la Resolución N° 0105 del 10 de septiembre de 2018, y la Resolución N° 0140 del 27 de noviembre de 2018 que resolvió el Recurso de Reconsideración interpuesto contra la primera; La Tesorería Municipal de Guachené dio inicio al Proceso Administrativo de Cobro Coactivo profiriendo Mandamiento de Pago por la obligación contenida en dichos Actos Administrativos.

El pasado 26 de diciembre de 2018 le fue notificado a XM, el Mandamiento de Pago proferido el día 17 de diciembre de 2018, y se presentó escrito de proposición de Excepciones el pasado 15 de enero de 2019.

**Mediante la Resolución No. 003 del 17 de enero de 2019**, La Tesorería Municipal de Guachené resolvió “Declarar como no probadas las excepciones propuestas contra el Mandamiento de Pago de diciembre 17 de 2018 por XM COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P., (...)”

Ante esta Actuación, se presentó el día 29 de enero de 2019, Recurso de Reposición en contra de la **Resolución N° 003 del 17 de enero de 2019**.

## 23. Saldos y transacciones con partes relacionadas

Las transacciones y saldos con partes relacionadas se realizan en condiciones de mercado.

A la fecha de los presentes estados financieros, no existen garantías otorgadas asociadas a los saldos entre partes relacionadas, ni deteriorada por dudoso cobro.

### 23.1. Saldos y transacciones con partes relacionadas

Los principales saldos y transacciones de la Compañía con sus entidades relacionadas durante los años 2018 y 2017 fueron los siguientes:

	2018	2017
<b>SALDOS DE BALANCE</b>		
<b>DEUDORES (1)</b>		
Interconexión Eléctrica S.A.	298	-
Sistemas Inteligentes en Red S.A.S.	1,174	1,670
Transelca S.A.	106	39
Intercolombia S.A.	119	60
Interchile S.A.	102	172
ISA Bolivia	6	8
Consortio Transmantaro S.A.	20	43
Red de Energía del Perú	66	129
Derivex S.A.	411	390
<b>CUENTAS POR PAGAR Y OBLIGACIONES (2)</b>		
Interconexión Eléctrica S.A.	-	-
Internexa S.A. E.S.P.	2,355	1,895
Intercolombia S.A.	669	600
Sistemas Inteligentes en Red S.A.S.	-	3
<b>INGRESOS (3)</b>		
Interconexión Eléctrica S.A.	790	347
Sistemas Inteligentes en Red S.A.S.	157	236
Transelca S.A.	1,329	1,215
Intercolombia S.A.	7,440	7,414
Interchile S.A.	379	677
ISA Bolivia	61	8
Consortio Transmantaro S.A.	123	43
Red de Energía del Perú	634	573
Derivex S.A.	47	51
<b>GASTOS (4)</b>		
Interconexión Eléctrica S.A.	18	(1)
Intercolombia S.A.	4,449	3,829
Internexa S.A. E.S.P.	6,382	5,467
Red de Energía del Perú	205	165
Interchile S.A.	54	7
ISA Bolivia	8	-
Consortio Transmantaro S.A.	45	-
Sistemas Inteligentes en Red S.A.S.	(3)	116

(1) Cuentas por cobrar por servicios prestados en la operación (liquidación y administración de cuentas -Sistema de Transmisión Nacional) y facturación del FAER. También se tienen cuentas por cobrar por servicios de consultoría y capacitación en activi-



dades conexas, otros servicios en gestión de información, y acuerdos de pago por construcción del Centro de Control de movilidad a Sistemas Inteligentes en Red S.A.S.

(2) Cuentas por pagar sobre servicios prestados de telecomunicaciones, servicios informáticos, arrendamiento y reembolsos de gastos.

(3) Ingresos por servicios prestados del STN y facturación del FAER. Además de facturación por servicios de consultoría y capacitación en actividades conexas, otros servicios en gestión de información e ingresos por intereses.

(4) Servicios relacionados con la operación y la administración, gastos por impuestos del exterior y asesoría técnica.

Las siguientes son las entidades vinculadas que tienen participación en el ingreso diferido de la compañía.

ENTIDAD RELACIONADA	2,018	2,017
Transelca S.A.	998	143
Interconexión Eléctrica S.A.	650	52
Intercolombia S.A.	6,951	1,001

## 23.2. Junta Directiva y personal clave de la gerencia

XM S.A. E.S.P. es administrada por una Junta Directiva compuesta por cinco (5) miembros principales. La Junta Directiva vigente al 31 de diciembre de 2018 fue elegida en la Asamblea General de accionistas celebrada el 26 de marzo de 2017.

### a) Cuentas por pagar Junta Directiva

	2,018	2,017
Cuenta por pagar miembros de Junta directiva	12	31
<b>TOTAL CUENTA POR PAGAR MIEMBROS DE JUNTA I</b>	<b>12</b>	<b>31</b>

No existen saldos pendientes por cobrar entre la sociedad y sus miembros de Junta Directiva y la Gerencia de la Compañía.

No existen otras transacciones distintas de la remuneración entre la sociedad y sus miembros de Junta Directiva y la Gerencia de la Compañía.

### b) Retribución de la Junta Directiva

Por asistir a las reuniones de Junta y sus comités, los miembros recibieron la remuneración fijada por la Asamblea General de Accionistas, que equivale a 3 salarios mínimos legales mensuales vigentes por reunión.

La remuneración a la Junta Directiva durante el año 2018 fue de \$325 (2017: \$257).

A 31 de diciembre de 2018, no existen vínculos laborales entre los integrantes de la Junta y la Compañía, ni vínculos comerciales entre la Compañía y los parientes de los miembros de la Junta hasta cuarto (4°) grado de consanguinidad o afinidad.

### c) Retribución del personal clave de la Gerencia

Las remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia son las siguientes:

	2018	2017
Remuneración	4,889	4,358
Beneficios a corto plazo	2,431	1,885
Beneficios a largo plazo	1	-
Beneficios por terminación	-	852
<b>TOTAL</b>	<b>7,321</b>	<b>7,094</b>

No existen garantías constituidas a favor de personal clave de la gerencia.

## 24. Eventos subsecuentes y aspectos relevantes

Entre la fecha de corte y la elaboración de los estados financieros, no se tiene conocimiento sobre ningún dato o acontecimiento que modifique las cifras o informaciones consignadas en los estados financieros y notas adjuntas. No se conocieron hechos posteriores favorables o desfavorables que afecten la situación financiera y perspectivas económicas de la Compañía.

# Anexos al Reporte

## Informe del Revisor fiscal



### Informe del Revisor Fiscal

A los accionistas de:  
XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

### Informe Sobre los Estados Financieros

He auditado los estados financieros adjuntos de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., que comprenden el estado de situación financiera 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), adoptadas por la Contaduría General de la Nación; de diseñar, implementar y mantener el control interno relevante para la preparación y correcta presentación de los estados financieros libres de errores materiales, bien sea por fraude o error; de seleccionar y de aplicar las políticas contables apropiadas; y, de establecer estimaciones contables razonables en las circunstancias.

### Responsabilidad del Auditor

Mi responsabilidad es la de expresar una opinión sobre los mencionados estados financieros 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 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. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo la evaluación del riesgo de errores materiales en los estados financieros. En el proceso de evaluar estos riesgos, el auditor considera los controles internos relevantes para la preparación y presentación de los estados financieros, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Así mismo, incluye una evaluación de las políticas contables adoptadas y de las estimaciones de importancia efectuadas por la Administración, así como de la presentación en su conjunto de los estados financieros.

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

Ernst & Young Audit S.A.S  
Bogotá D.C.  
Carrera 11 No. 98 - 07  
Tercer piso  
Tel: + 571 484 70 00  
Fax: + 571 484 74 74

Ernst & Young Audit S.A.S  
Medellín - Antioquia  
Carrera 43 A R 3 Sur - 130  
Edificio Mila de Oro  
Torre 1 - Piso 14  
Tel: +574 369 84 00  
Fax: +574 369 84 84

Ernst & Young Audit S.A.S  
Cali - Valle del Cauca  
Calle - Valle del Cauca  
Avenida 4 Norte No. 6N - 61  
Edificio Siglo XXI, Oficina 502 | 503  
Tel: +572 485 62 80  
Fax: +572 661 80 07

Ernst & Young Audit S.A.S  
Barranquilla - Atlántico  
Calle 77B No. 59 - 61  
C.E. de Las Américas II, Oficina 311  
Tel: +575 385 22 01  
Fax: +575 369 05 80

1

A member firm of Ernst & Young Global Limited.



Building a better  
working world

### Opinión

En mi opinión, los estados financieros 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 adoptadas por la Contaduría General de la Nación.

### Otros Asuntos

Los estados financieros bajo normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2017, que hacen parte de la información comparativa de los estados financieros adjuntos, fueron auditados por mí, de acuerdo con normas internacionales de auditoría aceptadas en Colombia, sobre los cuales expresé mi opinión el 21 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 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.



Patricia Mendoza Sierra  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 78856-T  
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530

Medellín, Colombia  
20 de febrero de 2019



## Certificado de verificación externa

102-54

Nuestro Reporte integrado de sostenibilidad, operación y mercado, que hemos elaborado de conformidad con los Estándares GRI: opción Esencial, contó con una lectura crítica y con verificación externa a cargo de la empresa KPMG, como se expresa en la siguiente certificación:



KPMG Advisory, Tax & Legal S.A.S.  
Calle 90 No. 19C - 74  
Bogotá D.C. - Colombia

Teléfono 57 (1) 6188000  
57 (1) 6188100  
www.kpmg.com.co

### Informe Revisión Independiente para la Dirección de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

Hemos sido contratados por la Dirección del **XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.**, en adelante **XM**, para proporcionar aseguramiento limitado con relación a los parámetros e indicadores de sostenibilidad incluidos en el Informe anual de **XM** (en adelante "el Informe") para el año terminado el 31 de diciembre de 2018, en su versión publicada en la página web [www.xm.com.co](http://www.xm.com.co) el día 3 de abril de 2019.

Los parámetros e indicadores de sostenibilidad cubiertos por este encargo de aseguramiento limitado son:

Parámetros de sostenibilidad asegurados	Estándar asegurado
Valor económico directo generado y distribuido	201-1
Asistencia Financiera recibida del gobierno	201-4
Operaciones evaluadas para riesgos relacionados con la corrupción	205-1
Comunicación e información sobre políticas y procedimientos anticorrupción	205-2
Casos de corrupción confirmados y medidas tomados	205-3
Emisiones directas de GEI (Alcance 1)	305-1
Emisiones indirectas de GEI al generar energía (alcance 2)	305-2
Otras emisiones indirectas de GEI (alcance 3)	305-3
Nuevas contrataciones de empleados y rotación de personal	401-1
Media de horas de formación al año por empleado	404-1
Reclamaciones fundamentadas relativas a violaciones de la privacidad del cliente y pérdida de datos del cliente	418-1

### Responsabilidad de la Dirección

La Dirección es responsable por la preparación y presentación de los parámetros e indicadores de sostenibilidad incluidos arriba en el aseguramiento limitado, de conformidad con los Sustainability Reporting Standards de Global Reporting Initiative (GRI Standards), en su opción esencial, según lo detallado en el punto 102-54 del Índice de contenidos GRI del Informe. La Dirección también es responsable de la información y las afirmaciones contenidas en el mismo; de la determinación de los objetivos de **XM** en lo referente a la selección y presentación de información sobre el desempeño en materia de desarrollo sostenible, incluyendo la identificación de los grupos de interés y de los asuntos materiales; y del establecimiento y mantenimiento de los sistemas de control y gestión del desempeño de los que se obtiene la información.

Esta responsabilidad incluye: Diseñar, implementar y mantener el control interno necesario para permitir la preparación de los parámetros e indicadores de sostenibilidad asegurados libres de errores materiales debido a fraude o error.

La Dirección también es responsable de prevenir y detectar el fraude, y de identificar y asegurar que la Compañía cumpla con las leyes y regulaciones aplicables a sus actividades.



La Dirección también es responsable de asegurar que las personas involucradas en la preparación y presentación del reporte están apropiadamente entrenadas y los sistemas de información están actualizados.

## **Responsabilidad de KPMG**

Nuestra responsabilidad es expresar una conclusión de aseguramiento limitado sobre la preparación y presentación de los parámetros de sostenibilidad descritos anteriormente e incluidos en el Informe anual de **XM**.

Nuestro trabajo ha sido realizado de acuerdo con la norma internacional para trabajos de aseguramiento ISAE 3000, Assurance Engagements other than Audits or Reviews of Historical Financial Information, con la Norma ISAE 3410, Assurance Engagements on Greenhouse Gas Statements, emitidas por el International Auditing and Assurance Standard Board.

La firma aplica el estándar internacional de control de calidad 1 y en este sentido mantiene un sistema integral de control de calidad, incluyendo políticas y procedimientos documentados relacionados con el cumplimiento de requerimientos éticos, estándares profesionales y requerimientos legales y regulatorios aplicables.

Hemos cumplido con los requerimientos de independencia y otros incluidos en el Código Ético de la Federation of Accountants emitido por el Internal Ethics Standards Board for Accountants que establece principios fundamentales en torno a la integridad, objetividad, confidencialidad, conductas y competencias profesionales. Con base en lo anterior, confirmamos que hemos ejecutado este encargo para **XM** de manera independiente y libre de conflictos de interés.

ISAE 3000 e ISAE 3410 requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo de forma que obtengamos una seguridad limitada sobre si los parámetros e indicadores de sostenibilidad están exentos de errores materiales.

## **Aseguramiento Limitado de los Parámetros e Indicadores de Sostenibilidad**

Nuestro trabajo de aseguramiento limitado sobre los parámetros e indicadores de sostenibilidad consistió en la formulación de preguntas, principalmente a las personas responsables de la preparación de los parámetros e indicadores de sostenibilidad, y en aplicar procedimientos analíticos y otros según sea apropiado. Estos procedimientos incluyeron:

- Entrevistas con la Dirección y personal relevante a nivel corporativo en relación con la estrategia de sostenibilidad y las políticas para los asuntos materiales, así como la implementación de las mismas en la compañía.
- Indagación con la administración para obtener un entendimiento del proceso llevado a cabo por **XM** para determinar los asuntos materiales, así como la participación de los grupos de interés en este proceso.
- Entrevistas con el personal pertinente de **XM** a nivel corporativo, responsable de la preparación de los parámetros e indicadores objeto de aseguramiento limitado.
- Indagaciones sobre el diseño e implementación de los sistemas y métodos usados para recolectar y reportar los parámetros e indicadores objeto de verificación limitada, incluyendo la agregación de la información reportada.



- Comparación de los Parámetros de Sostenibilidad objeto de Aseguramiento Limitado con fuentes subyacentes relevantes con una base de muestra para determinar si toda la información relevante ha sido apropiadamente incluida en el Informe.
- Comparación de los parámetros e indicadores de sostenibilidad objeto de aseguramiento limitado con las fuentes subyacentes relevantes con base en muestreos, para determinar si la misma ha sido incluida adecuadamente en el Informe.
- Visita a las instalaciones de la sede principal ubicada en Medellín, seleccionada con base en un análisis de riesgos incluyendo criterios cualitativos.
- La revisión de la aplicación de los requerimientos establecidos en los Sustainability Reporting Standards de Global Reporting Initiative (GRI Standards), de conformidad con la opción esencial.
- Lectura de los Parámetros e indicadores de Sostenibilidad de aseguramiento Limitado presentados en el Informe para determinar si están en línea con nuestro conocimiento general y experiencia en relación con el desempeño de sostenibilidad del **XM**.
- Lectura del resto del Informe de Gestión Sostenible para determinar si hay errores materiales en las declaraciones o inconsistencias significativas, con base en nuestro conocimiento obtenido como parte de nuestro encargo de aseguramiento.
- El contraste de la información financiera reflejada en el Informe con la incluida en las cuentas anuales de **XM**, auditadas por terceros independientes.

Los procedimientos realizados en un trabajo de aseguramiento limitado varían en naturaleza y tiempo y son menores en alcance que un trabajo de aseguramiento razonable, y por lo tanto el nivel de aseguramiento obtenido es sustancialmente menor que el que se hubiera obtenido en un trabajo de aseguramiento razonable. En consecuencia, no expresamos una conclusión de aseguramiento razonable sobre los parámetros e indicadores de sostenibilidad objeto de aseguramiento limitado.

### **Propósito de Nuestro Reporte**

De acuerdo con los términos de nuestro trabajo, este informe de aseguramiento ha sido preparado para **XM** con el propósito de asistir a la Dirección en determinar si los parámetros e indicadores de sostenibilidad objeto de aseguramiento limitado están preparados y presentados de acuerdo con los Sustainability Reporting Standards de Global Reporting Initiative (GRI Standards).

### **Restricciones de uso del reporte**

Este informe no debe considerarse apropiado para ser usado o basarse en él, por cualquier tercero que quiera adquirir derechos contra KPMG diferente a **XM** para ningún propósito o en cualquier otro contexto. Cualquier tercero diferente a **XM** que obtenga acceso a nuestro informe o una copia del mismo y determine basarse en él, o en cualquier parte del mismo lo hará bajo su propio riesgo. En la mayor medida de lo posible, según lo permitido por ley, no aceptamos ni asumimos responsabilidad ante terceros diferentes a **XM**, por nuestro trabajo, por este informe de aseguramiento limitado, o por las conclusiones a las que hemos llegado.

Nuestro informe se entrega a **XM** sobre la base de que no debe ser copiado, referido o divulgado, en su totalidad (salvo por los fines internos propios de **XM**) o en parte, sin nuestro consentimiento previo escrito.

## **Nuestras conclusiones**

Nuestra conclusión ha sido establecida, basada en y sujeta a los asuntos descritos en este reporte.

Consideramos que la evidencia que hemos obtenido es suficiente y apropiada para fundamentar la conclusión que expresamos a continuación.

Con base en los procedimientos realizados y en la evidencia obtenida, descritos anteriormente, nada ha llamado nuestra atención que nos indique que los parámetros e indicadores de sostenibilidad mencionados en la tabla anterior, para el año terminado el 31 de diciembre de 2018 de **XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.** no están preparados y presentados de manera adecuada, en todos sus aspectos significativos, de acuerdo a los Sustainability Reporting Standards de Global Reporting Initiative (GRI Standards), en su opción esencial, lo que incluye la fiabilidad de los datos, la adecuación de la información presentada y la ausencia de desviaciones y omisiones significativas.

En otro documento, proporcionaremos a la Administración del **XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.** un informe interno que contiene nuestros hallazgos y áreas de mejora.

KPMG Advisory, Tax & Legal S.A.S.



Fabián Echeverría Junco  
TP 62943 - T  
Socio  
3 de abril de 2019

## Informe especial

De conformidad con lo prescrito en el artículo 29 de la Ley 222 de 1995, se presenta a la Asamblea General de Accionistas el informe especial sobre las relaciones económicas existentes durante el año 2018 entre XM S.A. E.S.P. en su calidad de entidad controlada por Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., ISA, matriz del grupo ISA.

**Las principales transacciones entre XM y su controlante ISA y sus filiales o subsidiarias, corresponden a:**

- Entrega de dividendos
- Capitalizaciones
- Gerenciamiento de proyectos
- Prestación de servicios de operación y mantenimiento
- Arrendamiento de instalaciones y sedes para la operación
- Prestación de servicios de instalación y montaje de sistemas de información
- Préstamos de dinero

**Es importante resaltar que entre XM y las empresas del grupo ISA para el mismo período en mención, no se han presentado las siguientes situaciones:**

- Servicios gratuitos compensados
- Préstamos sin interés o contraprestación alguna a cargo del mutuario
- Préstamos que impliquen para el mutuario una obligación que no corresponda a la esencia o naturaleza del contrato de mutuo.
- Préstamos con tasas de interés diferentes a las que ordinariamente se pagan o cobran a terceros.
- Operaciones cuyas características difieran de las realizadas con terceros

XM propende porque las transacciones comerciales que realice con las empresas del grupo ISA generen beneficios y la consecución de los objetivos estratégicos del grupo empresarial, respetando los derechos de todos los accionistas y acreedores de las empresas del grupo empresarial.



## Certificación del representante legal y contador de la compañía

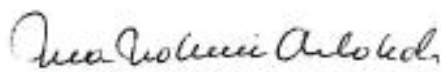

### CERTIFICACION DEL REPRESENTANTE LEGAL Y CONTADOR DE LA COMPAÑÍA

Medellín, 30 de enero de 2019

A los señores Accionistas de XM COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P.

Los suscritos Representante Legal y Contador de XM COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P. certificamos que los estados financieros de la Compañía al 31 de diciembre de 2018 y 2017 han sido tomados fielmente de los libros, que la contabilidad se elaboró conforme a las normas de contabilidad y de información financiera, que la información revelada refleja en forma fidedigna la situación financiera, económica, social y ambiental de la Compañía, además hemos verificado las afirmaciones contenidas en los estados financieros básicos, principalmente las referidas a:

- a) Que los hechos, transacciones y operaciones han sido reconocidos y realizados por la Compañía durante el periodo contable.
- b) Que los hechos económicos se revelan conforme a lo establecido en el Régimen de Contabilidad Pública.
- c) Que el valor total de activos, pasivos, patrimonio, ingresos, gastos, costos y cuentas de orden, ha sido revelado en los estados contables básicos hasta la fecha de corte, por la Compañía.
- d) Que los activos representan un potencial de servicios o beneficios económicos futuros y los pasivos representan hechos pasados que implican un flujo de salida de recursos, en desarrollo de las funciones de cometido estatal de la Compañía, en la fecha de corte.

  
María Nohemi Arboleda Arango  
Gerente General  


  
Ivan Darío Restrepo Londoño  
Contador  
T.P. 51528-T  
Miembro de Contables S.A. - TR 138



Las transacciones se llevan a cabo en condiciones y a precios de mercado, es decir, en los términos



Este certificado verifica que

**XM S.A. ESP**

ha compensado

**362 toneladas de gases de efecto invernadero**

invirtiendo en el proyecto de protección climática de South Pole:  
Proyecto de Reforestación Climática Vichada, Colombia

**Renat Heuberger**  
CEO, South Pole



Gracias por comprometerse con acciones climáticas audaces. Su contribución no sólo es un paso significativo para mitigar el cambio climático a nivel mundial, sino que también cambia vidas para el bienestar, contribuyendo a los Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos por la ONU.

Retirement ID      GS1-1-CO-GS4221-22-2010-6436-1 to 362  
Certificado no.      CE1502, 03.2019  
Fecha                  22/03/2019



Este certificado es expedido por South Pole. Para obtener más información sobre nuestros servicios y más de 500 proyectos de protección climática, visite: [southpole.com/proyectos](http://southpole.com/proyectos). Las emisiones de CO<sub>2</sub> indicadas en el certificado se compensan mediante inversiones en los mencionados proyectos de compensación de carbono basados en normas internacionales.

y condiciones en que se realizarían con terceros no relacionados, honrando los principios de transparencia que dispone el Código de Buen Gobierno Corporativo y de conformidad con los Estatutos Sociales y las normas contables, tributarias y comerciales aplicables.

En cuanto a la participación patrimonial en sus filiales, XM actualiza sus inversiones en filiales mediante la aplicación del método de participación patrimonial.



ICONTEC Certifica que el Sistema de Gestión de la organización:  
 ICONTEC certifies that the Organization's Management System of:

## **XM COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P. - XM S.A. E.S.P.**

Calle 12 Sur No. 18 - 168 Bloque 2, Medellín, Antioquia, Colombia

ha sido auditado y aprobado con respecto a los requisitos especificados en:  
 has been audited and approved based on the specified requirements of:

### **ISO/IEC 27001:2013**

Este Certificado es aplicable al siguiente alcance:  
 This certificate is applicable to the following scope:

**Prestar servicios de operación en Sistemas Eléctricos Interconectados y administración de mercados energéticos, incluidos los servicios de información y capacitación. Declaración de Aplicabilidad 0602DSG4 Versión 5.0 de 2018-09-06**

**Provide services related to the operation of interconnected power systems and energy markets, including information and training services. Statement of Applicability 0602DSG4 Version 5.0 dated 2018-09-06**

Esta aprobación está sujeta a que el sistema de gestión se mantenga de acuerdo con los requisitos especificados, lo cual será verificado por ICONTEC  
 This approval is subject to the maintenance of the management system according to the specified requirements, which will be verified by ICONTEC

Certificado: SI - CER273915-1  
 Certificate

Fecha de Aprobación: 2013 10 16  
 Approval Date:

Fecha Última Modificación: 2018 10 10  
 Last Modification Date

Fecha de Vencimiento: 2021 10 15  
 Expiration Date

Fecha de Restauración:  
 Restoration Date

**Roberto Enrique Montoya-Villa**  
 Director Ejecutivo  
 CEO



ISO/IEC 17021-1:2015  
 09-CSG-001

ES-P-01-F-012 Versión 03  
 Este certificado es propiedad de ICONTEC y debe ser devuelto cuando sea solicitado



ICONTEC INTERNACIONAL carrera 37 nro. 52 - 95, Bogotá D.C., Colombia

Aprobado 2017-07-25



ICONTEC Certifica que el Sistema de Gestión de la organización:  
ICONTEC certifies that the Organization's Management System of:

## **XM COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P. - XM S.A. E.S.P.**

Calle 12 Sur No. 18 - 168 Bloque 2, Medellín, Antioquia, Colombia

ha sido auditado y aprobado con respecto a los requisitos especificados en:  
has been audited and approved based on the specified requirements of:

### **ISO/IEC 27001:2013**

Este Certificado es aplicable al siguiente alcance:  
This certificate is applicable to the following scope:

**Recibir y validar el reporte de las mediciones de energía eléctrica enviadas por los representantes de las fronteras comerciales al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC). Declaración de Aplicabilidad 0602DSG4 Versión 5.0 de 2018-09-06**

**Receive and validate the report of measurements of electrical energy sent by the representatives of trade borders to the ASIC (Administrator of Commercial System Interchange). Statement of Applicability 0602DSG4 Version 5.0 dated 2018-09-06**

Esta aprobación está sujeta a que el sistema de gestión se mantenga de acuerdo con los requisitos especificados, lo cual será verificado por ICONTEC  
This approval is subject to the maintenance of the management system according to the specified requirements, which will be verified by ICONTEC

**Certificado:** SI - CER273915-2  
Certificate

**Fecha de Aprobación:** 2013 10 16  
Approval Date:

**Fecha Última Modificación:** 2018 10 10  
Last Modification Date

**Fecha de Vencimiento:** 2021 10 15  
Expiration Date

**Fecha de Restauración:**  
Restoration Date

**Roberto Enrique Montoya-Villa**  
Director Ejecutivo  
CEO



ISO/IEC 17021-1:2015  
09-CSG-001

ES-P-SG-01-F-012 Versión 03  
Este certificado es propiedad de ICONTEC y debe ser devuelto cuando sea solicitado



ICONTEC INTERNACIONAL, carrera 37 nro. 52 - 95, Bogotá D.C., Colombia

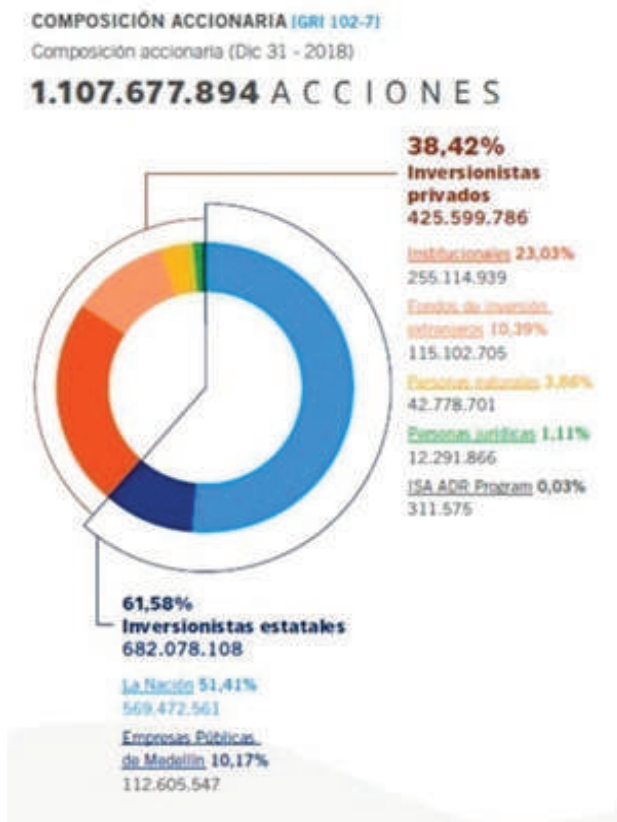
Aprobado 2017-07-25

Los saldos con las filiales y subsidiarias, son reveladas en los estados financieros de XM conforme a la normatividad vigente (ver nota 23. Saldo y transacciones con Partes Relacionadas).

**Se resaltan las siguientes relaciones que se tuvieron en el 2018, con ISA y sus empresas:**

- No se presentaron operaciones de manera directa con la empresa matriz Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.-ISA.
- En Asamblea General Ordinaria de Accionistas de XM, celebrada el 21 de marzo de 2018, se decretó la distribución de utilidades del año 2017 y reservas de años anteriores por un monto de \$12.119.185.508,85. A ISA le correspondieron \$12.086.495.009,12 millones.
- En Asamblea General Ordinaria de Accionistas de Sistemas Inteligentes en Red S.A. celebrada el 20 de marzo de 2018, se decretó la distribución de utilidades del año 2017 y reservas de años anteriores, a XM le correspondieron \$8.823.484.461,77.
- En Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Cámara de Riesgo Central de Contraparte de Colombia S.A. celebrada el 30 de abril de 2018, se decretó la distribución de utilidades del 2017, a XM le correspondieron \$190.553.691,28.

En 2018 XM no dejó de tomar decisiones por atender el interés o por influencia de su controlante o de alguna de sus filiales y ninguna de estas dejó de tomar decisiones por atender el interés o por



influencia de XM. Las decisiones han sido tomadas en el mejor interés de cada una de las sociedades que conforman el grupo empresarial y sus accionistas.

## Certificación de protección climática Certificación ISO / IEC 27001

En octubre de 2018 obtuvimos la certificación ISO / IEC 27001 por el periodo 2018 – 2021, con ninguna No Conformidad. Esta certificación da cuenta de la madurez de nuestro Sistema de Gestión de Seguridad de la Información, el cual está articulado con los objetivos organizacionales, evidencia sostenibilidad, genera valor para la compañía y hace parte de la cultura empresarial.

## Contexto grupo empresarial ISA

Somos un grupo empresarial multilatinamericano reconocido por la excelencia de nuestras operaciones en los negocios de energía, vías y telecomunicaciones, los cuales se desarrollan orientados por la ética y bajo prácticas de gobierno corporativo que son ejemplo en la región. Así contribuimos a mejorar la calidad de vida de más de 170 millones de personas en Colombia, Brasil, Chile, Perú, Bolivia, Argentina y Centroamérica, a través de la operación de 43 filiales y subsidiarias.

La naturaleza jurídica de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., ISA, corresponde a una empresa de servicios públicos mixta, constituida como sociedad anónima por acciones, de carácter comercial, del orden nacional y vinculada al Ministerio de Minas y Energía, regida por las leyes 142 y 143 de 1994 y con domicilio en la ciudad de Medellín, Colombia.

La compañía tiene inversionistas estatales y privados, sus acciones y bonos se transan en la Bolsa de Valores de Colombia y cuenta con ADR's Nivel I que se negocian en el mercado Over the Counter, OTC, de Estados Unidos. Aplica altos estándares de transparencia, eficiencia y gobierno corporativo que brindan protección y confianza a sus inversionistas y le permiten un crecimiento sostenible.

## Composición accionaria

Las empresas de ISA enfrentan el futuro apalancadas en la innovación, la transformación digital y su capacidad para trabajar con otros. Están comprometidas con la protección del planeta, la mitigación y adaptación al cambio climático, el uso racional de los recursos, el desarrollo de programas que generen impacto positivo al medio ambiente, y la calidad, confiabilidad y disponibilidad de los servicios prestados.

Como grupo, ISA y sus empresas, están preparadas para competir en escenarios de convergencia entre sectores, ciudades inteligentes, innovación abierta y tecnologías emergentes, una industria distribuida, digitalizada, descarbonizada, integrada e incluyente, con una sociedad más participativa e informada.

En ISA hemos trascendido el acto físico de conectar un punto con otro para conectar personas, haciendo de cada conexión un acto inspirador.



## ISA en cifras:

- 43 empresas filiales y subsidiarias
- Operaciones en 7 países
- 45.142 km y 90.821 MVA de infraestructura de transmisión en operación
- 7.249 km y 19.860 MVA de infraestructura de transmisión en construcción
- 907 km de autopistas en operación
- 136 km de autopistas en construcción
- Coordinación de la operación del sistema eléctrico colombiano, 69.121 GWh de demanda de energía, 17.313 MW de capacidad efectiva neta
- Control de la movilidad en Medellín y sus 5 corregimientos
- 49.500 km de fibra óptica en operación
- 3.812 empleados
- 25% de los directivos son mujeres
- Miembro del Dow Jones Sustainability Index por cuatro años consecutivos
- Incluida en The Sustainability Yearbook de ROBECOSAM por tres años consecutivos
- Sello de calidad de la Bolsa de Valores de Colombia por su transparencia, gobierno corporativo y compromiso con el mercado de valores, por seis años consecutivos

## Glosario de siglas

### A

**ADD:** Cargos Áreas de Distribución

**AE:** Análisis Energético

**AGC:** Automatic Generation Control

**ANDESCO:** Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones

**APEX :** Association of Power Exchange

**ASIC:** Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales

## **B**

**BCP:** *Business Continuity Plan*

**BI:** Business Intelligence

**BOM:** Bureau of Meteorology de Australia

**BVC:** Bolsa de Valores de Colombia

## **C**

**CAC:** Comité Asesor de Comercialización

**CACSSE:** La Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética

**CAN:** Comunidad Andina de Naciones

**CANREL:** Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad

**CAPT:** Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión

**CCRC:** Cámara de Riesgos Central de Contraparte

**CCBS:** Clima, Comunidad y Biodiversidad

**CCT:** Centro de Control de Tránsito

**CEMAT:** Centro de Monitoreo de Actividades de Transporte

**CIDET:** Corporación Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico

**CNBT:** Consejo Nacional de Beneficios Tributarios de Ciencia, Tecnología e Innovación

**CND:** Centro Nacional de Despacho

**CNO:** Consejo Nacional de Operación

**CQR:** Caldas, Quindío Risaralda

**CREE:** Impuesto Sobre la Renta para la Equidad

**CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas

**CTA:** Centro de Ciencia y Tecnología de Antioquia

## D

**DANE:** Departamento Nacional de Estadística

**DBO:** Obligaciones por Beneficio Definido

**DDHH:** Derechos Humanos

**DGP:** Demandas Generación Pérdidas

**DTF:** Tasa Promedio de Captación de las Entidades Financieras a 90 y 180 Días

## E

**EBITDA:** Beneficio antes de Intereses, Impuestos, Depreciaciones y Amortizaciones

**EDAC:** Esquema de Desconexión Automática de Carga

**EMT:** Electromagnetic Transient

**ENOS:** El Niño - Oscilación del Sur

**EPM:** Empresas Públicas de Medellín

## F

**FACTS:** Flexible Ac Transmission System

**FAER:** Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas

**FEISA:** Fondo de Empleados

**FNCER:** Fuentes no Convencionales de Energía Renovable

**FREE PRESS:** Prensa gratuita

## G

**GAIA:** Generador Automático de Informes y Analítica

**GAPS:** Análisis Geométrico de Sistemas de Potencia

**GCM:** Guajira, Cesar, Magdalena

**GEI:** Gases de Efecto Invernadero

**GIR:** Gestión Integral de Riesgos

**GMF:** Gravamen a los Movimientos Financieros

**GRI:** Global Reporting Initiative

**GWh:** Gigavatio hora

**I**

**IASB:** International Accounting Standards Board

**ICONTEC:** Instituto Colombiano de Normas Técnicas

**IDD:** Intelligent Decision Device

**IEEE:** Institute of Electrical and Electronics Engineers

**IIA:** Instituto Americano de Auditores Internos

**IPC:** Índice de Precios al Consumidor

**iSAAC:** Intelligent Supervision and Advanced Control

**ISS:** Instituto de Seguros Sociales

**ITS:** Intelligent Transport Systems

**K**

**Kv:** Kilovoltio

**KWh:** Kilovatio Hora

**L**

**LAC:** Liquidación y Administración de Cuentas por Concepto de Cargos por Uso del STN

**LINNOX:** Laboratorio de Co-simulación



## M

**MAE:** Mercado Anónimo y Estandarizado

**MAERCP:** Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo

**MEM:** Mercado de Energía Mayorista

**Mvar:** Mega Voltios Amperios Reactivo

**MWh:** Megavatio Hora

## N

**NIC:** Normas Internacionales de Contabilidad

**NCIF:** Normas de Contabilidad y de Información Financiera Aceptadas en Colombia

**NIIF:** Normas Internacionales de Información Financiera

## O

**OCDE:** Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico

**ODS:** Objetivos de Desarrollo Sostenible

**ONI:** Índice Oceánico de El Niño

**OR:** Operadores de Red

**ORI:** Otro Resultado Integral

## P

**PESEV:** Plan Estratégico de Seguridad Vial

**PMI:** Project Management Institute

**PMO:** Oficina de Proyectos

**PMU:** Phasor Measurement Unit

**PSSs:** Power System Stabilizer

**PUC:** Unidad de Crédito Proyectada

## R

**REP:** Red de Energía del Perú

**RMS:** Root Mean Square

**RPF:** Regulación Primaria de Frecuencia

**RSE:** Responsabilidad Social Empresarial

## S

**SAE:** Sistema de Administración de Entrenamiento

**SAM:** Sistema de Administración del Mercado

**SCADA/EMS:** Supervisory Control and Data Acquisition/Energy Management System

**SCV:** Sistema de Compensación Variable

**SGSST:** Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo

**SIC:** Sistema de Intercambios Comerciales

**SIER:** Sistemas Inteligentes en Red S.A.S.

**SIMM:** Sistema Inteligente de Movilidad de Medellín

**SIN:** Sistema Interconectado Nacional

**SMLMV:** Salarios Mínimos Legales Mensuales Vigentes

**SMM:** Secretaría de Movilidad de Medellín

**SOC:** Centro de Operaciones de Seguridad

**SPEM:** Sistema de Planeación y Ejecución de Maniobras

**SProt:** Subcomité Protecciones

**SPT:** Superintendencia de Puertos y Transporte

**SSPD:** Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

**SSTR:** Simulación en Tiempo Real

**STN:** Sistema de Transmisión Nacional

**STR:** Sistema de Transmisión Regional

## T

**TIE:** Transacciones Internacionales de Electricidad

**TPM:** Transporte Público de Medellín

## U

**UGEs:** Unidades Generadoras de Efectivo

**UNAL:** Universidad Nacional de Colombia

**UPB:** Universidad Pontificia Bolivariana

**USAID:** Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional

**UTP:** Universidad Tecnológica de Pereira

**UVR:** Unidades de Valor Real

**V**

**VCS:** Verified Carbon Standard

**VPN:** Valor Presente Neto