

INFORME DE GESTIÓN Y DE RESULTADOS DE 2018

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Iván Duque Márquez
Presidente De La República

Miembros de la Comisión

María Fernanda Suárez
Ministra de Minas y Energía

Diego Mesa
Viceministro de Energía

Alberto Carrasquilla Barrera
Ministro de Hacienda y Crédito Público

Luis Alberto Rodríguez
Viceministro Técnico de Hacienda

Gloria Amparo Alonso Másmela
Directora – Departamento Nacional de Planeación

Natasha Avendaño
Superintendente – Superintendencia de Servicios Públicos

Comité de Expertos

Christian Jaramillo Herrera, Director Ejecutivo
Germán Castro Ferreira, Experto Comisionado
Hernán Molina Valencia, Experto Comisionado
Óscar Muñoz Correa, Experto Comisionado
Henry Navarro Sánchez, Experto Comisionado
María Claudia Alzate Monroy, Experta Comisionada
Daisy Cerquera Lozada, Experta Comisionada
Jorge Valencia Marín, Experto Comisionado

Edición

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Coordinación Editorial

Ricardo Santamaría Daza
Ricardo Alonso Jaramillo

Publicado en enero de 2019

Contenido

1. ENERGÍA ELÉCTRICA	5
1.1. Mercado Mayorista.....	5
1.2. Transmisión de energía eléctrica.....	21
1.3. Distribución de energía eléctrica	22
1.4. Comercialización de energía eléctrica.....	23
1.5. Temas transversales de energía eléctrica en el SIN.....	24
1.6. Zonas No Interconectadas.....	24
2. GAS NATURAL	25
2.1. Mercado mayorista de gas natural	25
2.2. Transporte de gas natural.....	26
2.3. Distribución de gas natural	27
2.4. Comercialización de gas natural.....	29
3. GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP)	30
3.1. Comercialización mayorista.....	30
3.2. Distribución y comercialización minorista.....	31
4. COMBUSTIBLES LÍQUIDOS	31
4.1. Metodología tarifaria de transporte por ducto	31
4.2. Reglamento de transporte de combustibles líquidos	32
4.3. Metodología de referencia del ingreso al productor de biocombustibles	32
4.4. Definición de mercados relevantes y determinación de régimen tarifario para la distribución mayorista de gasolina y diésel	32
4.5. Relaciones comerciales en la cadena de distribución de combustibles líquidos	33
5. GESTIÓN SOCIAL, JURÍDICA, CALIDAD Y CONTROL INTERNO	33
5.1. Comunicaciones y participación ciudadana.....	33
5.2. Peticiones Quejas y Reclamos	39
5.3. ATENCIÓN DE PROCESOS JUDICIALES.....	41
5.4. Sistema de gestión de calidad.....	42
5.5. Control Interno.....	43
6. GESTIÓN ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA	46
6.1. Gestión Humana	46

6.2. Gestión de informática y tecnología	51
6.3. Gestión financiera	52
6.3.2 Gestión contable.....	54
6.4. Gestión de bienes y servicios.....	57
7. Glosario de términos.....	59

1. ENERGÍA ELÉCTRICA

1.1. Mercado Mayorista

1.1.1. Cargo por Confiabilidad

El Cargo por Confiabilidad (CxC) es un mecanismo regulatorio diseñado por la CREG, mediante el que se asegura que el sistema eléctrico colombiano cuente con la energía suficiente para abastecer a la demanda en cualquier condición, en particular, en los periodos de baja hidrología, dada la alta participación de la generación hidráulica en la matriz de producción de energía.

En 2018, en el marco de la agenda regulatoria de la CREG, se desarrollaron varios temas de trabajo asociados a este mecanismo. Los temas principales fueron los siguientes: asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF), auditorías al precio marginal de escasez y las pruebas para la demanda desconectable voluntaria.

1.1.1.1 Asignación de Obligaciones de Energía Firme

La asignación de OEF corresponde al procedimiento mediante el que los generadores se comprometen a entregar una cantidad determinada de energía en el momento que el sistema atraviese por una condición crítica, a un precio máximo.

La asignación de OEF, mediante subasta, se lleva a cabo cuando se requiere la construcción y entrada en operación de nuevas plantas de generación en el mediano plazo (4 años en el futuro), en tanto se identifica que con la energía firme de los generadores ya instalados no se cubre la totalidad de la demanda esperada.

Como resultado del trabajo de la CREG en este tema, se decidió convocar una subasta del CxC para asignación de OEF a partir del 1 de diciembre de 2022. Esta decisión se tomó ante el déficit de energía firme evidenciado a partir de 2021 como producto de la incertidumbre en la entrada en operación de la planta Hidroituango. La convocatoria de la subasta se realizó mediante Resolución CREG 104 de 2018, que fue modificada por la Resolución CREG 142 de 2018 y se determinó el 28 de febrero de 2019 como la fecha de realización de la misma.

En ocasión de la realización de una nueva subasta del CxC, la CREG decidió cambiar el formato de la misma, con el fin de pasar de una subasta de reloj descendente a una

de sobre cerrado. Este cambio se adoptó por recomendación de expertos internacionales y los análisis que se llevaron a cabo al interior de la CREG, ya que se identificó que el formato de sobre cerrado resultaría en una mejor formación de precio.

1.1.1.2 Auditorías Precio Marginal de Escasez

Con la expedición de la Resolución CREG 140 de 2017 se estableció el Precio Marginal de Escasez (PME), que sirve para la activación de las Obligaciones de Energía (OEF) del Cargo por Confiabilidad. En dicha norma se estableció la información de costos de combustibles que deben entregar mensualmente los agentes para la determinación del Precio Marginal de Escasez mensual. Adicionalmente, para tener certeza de que el PME corresponde con los valores que se tienen sustentados en contratos, es decir es información exacta, veraz, oportuna y completa, sin que conduzca a error y sin omitir información relevante, en la misma resolución se previó la implementación de un esquema de auditorías.

Cumpliendo con lo anterior, en el año 2018 se expidió la Resolución CREG 089 mediante la cual se definió el esquema de auditorías y en la que se definen los procedimientos a adelantar para la contratación, variables a evaluar, frecuencia y plantas a auditar, con el fin de evaluar los valores declarados, y en el caso de que la información reportada no coincida con lo sustentado en los contratos, se proceda a remitir a las autoridades de control para lo de su competencia.

1.1.1.3 Esquema de pruebas para la Demanda Desconectable Voluntaria

El programa de Demanda Desconectable Voluntaria (DDV), tiene como objetivo que el comercializador que represente a usuarios dispuestos a desconectar su demanda, o reducir su consumo de energía, pueda ofrecer estas desconexiones o reducciones a los generadores. De esta manera se ofrece un respaldo de energía a las plantas de generación con obligaciones de energía firme, del Cargo por Confiabilidad.

Debido a que se identificó que el incumplimiento de una DDV no daría respaldo en los momentos donde el sistema más lo requiere, a inicios de 2018 la Comisión publicó un proyecto de resolución¹ con el objetivo de implementar un esquema de pruebas, es decir, que se pudiera identificar la capacidad de desconexión o reducción de energía de los usuarios que ofrecen respaldos de DDV. Una vez analizados los comentarios, mediante resolución CREG 098 de 2018 la Comisión implementó el esquema de pruebas de la Demanda Desconectable Voluntaria.

¹ Resolución CREG 007 de 2018

1.1.2. Corto plazo

El mercado de corto plazo, o Bolsa de Energía, es el ámbito en el que los generadores ofertan diariamente las cantidades de energía que están dispuestos a producir, así como el precio a partir del cual están dispuestos a hacerlo. En este mercado de corto plazo se programa la generación que es necesaria para satisfacer la demanda en tiempo real en todo el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el precio de la energía se determina en cada hora del día, el cual se denomina precio de bolsa.

1.1.2.1 Estudio de consultoría sobre despacho vinculante y mercados intradiarios

Las actuales reglas del mercado de corto plazo datan de 1995 (i.e. Resoluciones CREG 024 y 025 de 1995). Estas reglas, si bien han sufrido modificaciones a lo largo de los años, configuran un mercado caracterizado por un despacho programado indicativo. En este despacho se define la cantidad de energía que los generadores deben producir al día siguiente, pero que puede ser modificado a solicitud de los generadores durante el día de la operación sin costo alguno. Así como un despacho ideal, que es el procedimiento en donde se ordena por mérito los costos de generación y se determina el precio de bolsa.

La CREG, en ejercicio de sus funciones y gracias a la experiencia que se ha acumulado desde 1995, ha identificado una serie de mejoras que pueden llevarse a cabo en este mercado. Los cambios o mejoras identificadas están orientadas, por un lado, a flexibilizar el procedimiento de despacho y por el otro, a dar señales de precio que permitan valorar la disponibilidad, flexibilidad y variabilidad de los recursos de generación.

Con estas mejoras se espera que el mercado de corto plazo optimice la utilización de los recursos de generación, facilite la entrada y operación de plantas con fuentes no convencionales de energía renovable, dinamice la creación de nuevos productos financieros y permita una mejor coordinación con el sector de gas natural.

Frente a este escenario, la CREG contrató a través de un concurso a la Universidad de Pontificia de Comillas para adelantar un estudio, con el fin de construir una primera propuesta detallada de cómo se pudiese migrar del actual funcionamiento del mercado de corto plazo a uno caracterizado por un despacho vinculante y una serie de mercados intradiarios.

Finalizado el estudio, los consultores ratifican la necesidad de migrar hacia un nuevo esquema de mercado, en donde se den señales de precio desde el día antes de la operación, a través de compromisos financieros vinculantes para los generadores que resultaron seleccionados en el despacho programado (despacho vinculante) y permitir que en horas más cercanas a la operación los generadores tengan la oportunidad de

cambiar sus posiciones de compra o venta, teniendo en cuenta la nueva información sobre precios y disponibilidad de recursos que pueda presentarse a lo largo del día.

Los resultados del estudio fueron presentados en un taller el día 29 de noviembre de 2018 y los informes entregados por los consultores fueron publicados a través de la Circular CREG 092 de 2018. Este taller se encuentra disponible para la ciudadanía en video en el siguiente enlace: <https://youtu.be/IA7sK48y70s>

1.1.2.2 Estudio servicios complementarios

Para acoplar el estudio de consultoría sobre despacho vinculante y mercados intradiarios es necesario tener un esquema que sirva para compensar los desbalances en energía que se puedan presentar en la operación, además de compensar otros problemas operativos como el de voltaje. Ambos debido a la entrada de plantas con fuentes no convencionales de energía renovable.

Para contextualizar, la frecuencia del sistema está íntimamente ligada a los balances de potencia activa, debido a que la respuesta natural del generador ante desbalances entre la potencia mecánica de entrada y la potencia eléctrica de salida es compensar con incrementos o reducciones de velocidad (energía cinética), afectando directamente la frecuencia.

Los sistemas eléctricos son dinámicos, con cambios en las cargas y en los generadores, requiriendo en todo momento el equilibrio entre la potencia activa generada y la demandada. Por lo tanto, es necesario que los generadores respondan con rapidez a las variaciones de la carga, para mantener la frecuencia dentro de rangos admisibles.

Generalmente la respuesta se compone de regulación primaria, secundaria y terciaria de frecuencia, dependiendo del tipo de desbalance que se presente, del tiempo necesario para reaccionar ante estos desbalances y de la capacidad existente.

La regulación primaria de frecuencia consiste en la respuesta natural del regulador de velocidad del generador para corregir los pequeños aumentos o disminuciones de velocidad, ajustando la generación de potencia activa para tal fin.

La regulación secundaria de frecuencia consiste en el control automático de generación de un grupo de máquinas desde un centro de operación, con el fin de realizar un seguimiento a la demanda y mantener la frecuencia dentro de los límites establecidos, con la participación de los generadores que tienen capacidad para realizarlo.

La regulación terciaria de frecuencia consiste en el soporte de potencia que brindan los generadores que no están en funcionamiento, pero en caso de ser requeridos pueden empezar a funcionar de una manera rápida y que sirven para recuperar la holgura de la regulación secundaria.

En el caso colombiano, las plantas despachadas centralmente deben participar en la regulación primaria de frecuencia teniendo en cuenta lo señalado en la Resolución CREG 023 de 2001.

La Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC) se encuentra reglamentada con la Resoluciones CREG 025 de 1995, CREG 198 de 1997, CREG 064 de 2000, CREG 051 de 2009, CREG 076 de 2009 y CREG 027 de 2016.

En lo que respecta a la regulación terciaria de frecuencia, que se requeriría para liberar la regulación secundaria cuando el sistema no ha alcanzado a estabilizarse, no se tienen reglas particulares, sino que se hace mediante las solicitudes que hace el CND a los agentes, teniendo en cuenta el orden establecido en el despacho económico.

Otro de los servicios complementarios es el control de tensión y de potencia reactiva que tiene como fin mantener los voltajes dentro de parámetros adecuados; además, disminuye los riesgos de pérdida de la estabilidad y de colapso de tensión y la suspensión del servicio. Para el control de tensión se puede tener control primario local, control secundario regional y control terciario orientado a todo el sistema. Se busca que la potencia reactiva sea producida localmente, minimizando el flujo de potencia reactiva por las redes.

En la relación que existe entre la energía reactiva y el soporte de tensión, la Comisión ha fijado las siguientes normas: Código de Redes (Resolución 025 de 1995) en donde se definen los criterios para la planeación y la operación; Código de Distribución (Resolución 070 de 1998), que determina el estándar de calidad para el suministro de potencia; Resolución 080 de 1999 que establece las obligaciones en cuanto a planeación, supervisión, control y coordinación; Resolución 062 de 2000, 063 de 2000 y 014 de 2004 en las que se establecieron las metodologías para la identificación y clasificación de restricciones ocasionadas por requerimientos de soporte de tensión, entre otros.

Finalmente tenemos el servicio complementario denominado arranque autónomo (o arranque en negro – Black Start), y corresponde a la capacidad que posee una planta de generación de energía eléctrica para arrancar de manera aislada sus unidades de generación, mediante el uso de fuentes auxiliares propias de suministro de energía de emergencia para los procesos de restablecimiento. Las reglamentaciones sobre los procesos de restablecimiento se tienen en las Resoluciones CREG 025 de 1995, que determina las acciones, y la CREG 080 de 1999 que define las funciones del Centro Nacional de Despacho.

Finalmente, de acuerdo con las experiencias en otros países, la penetración de la generación flexible (que usa como fuente principal un recurso variable), por ejemplo, generadores eólicos y solares, además de la posibilidad de nuevas tecnologías para prestar dichos servicios (mediante el uso de baterías y equipos especiales), generan nuevos retos a dichos servicios. Por esta razón, la CREG contrató un equipo de

consultoría² para analizar el tema e identificar los ajustes necesarios a la regulación actual para adecuarse al nuevo entorno. El equipo consultor, en su informe, desarrolla lo siguiente (lo cual es objeto de estudio por parte de la Comisión y no implica que esa sea la decisión):

- Servicios complementarios: servicios de balance, energía reactiva y recuperación del servicio.
- Incluye descripción de experiencias internacionales en Argentina, Chile, Brasil, España, Italia, Alemania, Australia, México, los países nórdicos y en Estados Unidos (California, PJM Interconnection LLC y Electric Reliability Council of Texas -ERCOT). Se explica cómo ha sido la coordinación de los mercados con los servicios complementarios, la determinación de los precios de los servicios complementarios, y las principales dimensiones del diseño de los servicios complementarios. Explican cómo ha sido la relación, de acuerdo con la experiencia internacional, de los servicios complementarios con los precios nodales.
- Situación actual del Sistema Interconectado Nacional (SIN): antecedentes, estadísticas (capacidad instalada, demanda, conformación sistema de transmisión), y servicios complementarios actuales (regulación primaria, secundaria, reserva rodante, etc.). Se incluye cómo es el mecanismo de verificación de regulación primaria de frecuencia y el porcentaje de recursos que incumplieron este servicio en el año 2017; los requerimientos de regulación secundaria de frecuencia desde el año 2016 al 2018 e indicadores de calidad de la operación del SIN.
- Análisis de la situación del SIN considerando nuevos desarrollos: realizan el análisis de la expansión de diferentes escenarios de expansión del sistema con la participación de nuevas fuentes de generación, para lo cual, una de las conclusiones es que se pueden aumentar las necesidades de reservas en el SIN dada la incertidumbre en los pronósticos de los recursos de las nuevas tecnologías.
- Alternativas para los servicios complementarios: se proponen 4 alternativas regulatorias (2 alternativas nodales y dos uni-nodales que se combinan con la co-optimización) y proponen los servicios complementarios que se deberían tener para el sistema colombiano (servicio de balance, servicio de control de tensión y servicio de recuperación del servicio).

² Consorcio PSR-Di-AVANTE-3 conformado por: PSR soluções e consultoria em energia LTDA, Juan Inostroza y Ignacio Abel Arrázola Otero - CONTRATO No. 2018-042

La propuesta regulatoria seleccionada es la 2: precio zonal (para Colombia una única zona o uni-nodal) con co-optimización del despacho de energía y servicios complementarios. Dicha propuesta se encuentra en línea con el contexto regulatorio colombiano, al poderse implementar de forma uninodal, lo cual es benéfica para la adaptación en la regulación. También está en línea con el estudio de Despacho Vinculante y Mercados Intradiarios, que se llevó a cabo en la Comisión por la Universidad de Comillas, al considerar al menos dos reliquidaciones diarias para el mercado intradiario.

- Se definen dos tipos de servicios complementarios: a) los que se obtienen a través de contratos a largo plazo con instalaciones específicas (como lo son el servicio de control de tensión, planes de recuperación del servicio y control de contingencias); y (b) los que se obtienen en el despacho diario a través de mercados de corto plazo, basados en ofertas (como lo son control rápido de frecuencia y control primario o secundario o terciario de frecuencia).
- En el contenido de la propuesta regulatoria se puede encontrar el modelo de co-optimización, mitigación de poder de mercado para servicios complementarios, penalizaciones por incumplimiento y asignación de costos.

Los resultados del estudio fueron presentados en dos talleres, el primero el 30 de octubre de 2018 y el segundo el día 17 de diciembre del mismo año. Así mismo, los informes entregados por los consultores fueron publicados a través de las circulares CREG 098 y 082 de 2018. Ambos talleres están disponibles en video para la ciudadanía en los siguientes enlaces:

- Taller 1: <https://youtu.be/NZX6PFQO2rw> y <https://youtu.be/D7ZeHe6kpD8>
- Taller 2: https://youtu.be/UeF_glfccQ

1.1.2.3 Estudio de actualización del código de redes

Por otra parte, los estudios anteriores se complementan con la actualización del Código de Redes, el cual es fundamental para el funcionamiento del sistema, tanto a nivel operativo como de mercado.

En el marco de sus competencias, la CREG establece el Código de Redes como parte del reglamento de operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG 025 de 1995). Este código está compuesto por: 1) Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN); 2) Código de Conexión; 3) Código de Operación; y 4) Código de Medida.

El Código de Planeamiento de la Expansión del STN especifica los criterios, estándares y procedimientos para el suministro y tipo de información requerida por la Unidad de Planeación Minero Energético, UPME, en la elaboración del Plan de Expansión de

Referencia, y por los Transportadores, en la ejecución del planeamiento de detalle y el desarrollo del sistema interconectado de transmisión a tensiones iguales o superiores a 220 kV, denominado Sistema de Transmisión Nacional, y que deben ser considerados por los usuarios de este sistema en el planeamiento y desarrollo de sus propios sistemas.

El Código de Conexión establece los requisitos técnicos mínimos para el diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento que todo usuario debe cumplir por o para su conexión al STN.

El Código de Operación contiene los criterios, procedimientos y requisitos de información necesarios para realizar el planeamiento, el despacho económico, la coordinación, la supervisión y el control de la operación integrada del SIN, procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad de servicio, utilizando los recursos disponibles de la manera más conveniente y económica para el país.

El Código de Medida establece las condiciones técnicas y procedimientos que se aplican a la medición de energía de los intercambios comerciales en el SIN, los intercambios con otros países, las transacciones entre agentes y las relaciones entre agentes y usuarios. En cuanto a este código, su actualización ya fue realizada mediante la Resolución CREG 038 de 2014.

El Código de Redes, en general, ha tenido varias modificaciones parciales a través del tiempo; sin embargo con el auge de los nuevos desarrollos, como la conexión de fuentes de energía renovable y la transmisión en corriente continua, entre otros, surge la necesidad de realizar una revisión del mismo para actualizarlo y dar cabida a las nuevas tecnologías, siempre buscando la operación confiable y segura de la red.

De acuerdo con las experiencias en otros países, con la penetración de nuevas tecnologías para prestar diversos servicios, se generan nuevos retos en la operación de las redes que deben ser identificados a tiempo para evitar problemas futuros. Razón por la cual, la CREG contrató un equipo de consultoría³ para revisar cuáles son los ajustes necesarios a la regulación actual, que servirán de base para la actualización del Código de Redes.

A grandes rasgos, en dicho estudio el consultor desarrolló lo siguiente (lo cual es objeto de análisis por parte de la Comisión y no implica que esa sea la decisión final):

- Diagnóstico internacional. Se analizan temas de transporte de potencia, generación variable, resiliencia a de la red, almacenamiento energético, entre otros.
- Diagnóstico del código de redes colombiano.

³ Unión temporal conformada por Ernst & Young S.A.S. y Camilo Quintero - Contrato No. 2018-043

- Dos fases de implementación:
 - La primera fase incluye recomendaciones que son urgentes y de relativa fácil implementación. Se caracteriza por tener, por ejemplo, la propuesta de procedimiento de modificación del código de redes, requerimiento de obligatoriedad de exigir normas técnicas, clasificación de las plantas por tamaño, fortalecimiento de la gobernanza, recomendaciones generales para la actualización de los códigos de planeamiento, conexión y operación. En el informe se puede observar con detalle las recomendaciones para cada código.
 - La segunda fase implica una temporalidad posterior y está asociada a una complejidad suficiente como para introducir estudios técnicos detallados. En la segunda fase se completan las exigencias mínimas requeridas para soportar la llegada de tendencias internacionales. Se espera por tanto que la primera fase “fertilice” el terreno y la segunda blinde a la red para el futuro.
- El consultor incluye un matriz resumen (informe entregado a la Comisión) con todas las recomendaciones, de ambas fases, con el objetivo de generar una lectura sencilla y posterior entendimiento de las recomendaciones al código de redes.

Los resultados del estudio fueron presentados en un taller el día 15 de noviembre de 2018 y los informes entregados por los consultores (donde se encuentra las recomendaciones de las fases I y II) fueron publicados a través de la Circular CREG 090 de 2018.

1.1.3.1 Mercado de Contratos

El precio al que se compra y vende energía en todo el Sistema Interconectado Nacional es el precio de bolsa. Este precio se calcula a través de la ordenación en mérito (de menor a mayor), de las ofertas entregadas por los generadores que son necesarios para atender la demanda. Dado que la energía que se consume durante el día varía en tiempo real, los generadores que son necesarios para satisfacer el consumo también cambian. En este sentido, cuando la demanda es baja se utilizan los generadores menos costosos, pero a medida que la demanda aumenta, es necesario utilizar generación más costosa. Por lo anterior, el precio de bolsa, el cual se calcula de forma horaria, varía de constantemente a lo largo del día.

Dado que el precio de bolsa varía de forma horaria, los generadores como vendedores y los comercializadores como compradores de energía se encuentran expuestos a que sus ingresos y sus pagos varíen junto con las variaciones del precio de bolsa.

En este escenario, los agentes del mercado están interesados en mitigar el riesgo que supone la variación del precio del mercado de corto plazo a través de contratos, en donde se determine un precio fijo durante un periodo de tiempo.

El mercado de contratos es entonces el ámbito en que los generadores y los comercializadores gestionan el riesgo de mercado, es decir, el riesgo asociado a la variación del precio de bolsa. Este mercado se caracteriza actualmente por ser bilateral, es decir, que las partes acuerdan los términos y las condiciones en las que se suscriben los contratos.

1.1.3.2 Mecanismos para la comercialización de energía

La CREG ha identificado que los avances tecnológicos que se están desarrollando en materia de generación, autogeneración, automatización, medición avanzada y digitalización supondrán un cambio estructural en el sector eléctrico.

Ante este escenario, la CREG anticipa un mercado más complejo en la medida que surgirán nuevos negocios, nuevos agentes y nuevas formas de transar energía, que cambiarán y evolucionarán rápidamente y que no serán fáciles de prever.

Por lo anterior, la Comisión propone una nueva aproximación regulatoria, en donde se pase de la definición de normas y reglas detalladas a una regulación más general, en donde se establezcan los principios y condiciones que se deben cumplir y los agentes propongan los mecanismos y las reglas en detalle.

En este sentido, el primer ámbito en donde se implementará esta nueva aproximación regulatoria es el mercado de contratos. En desarrollo de esta idea, la CREG ha definido una serie de principios y condiciones (Resolución CREG 114 de 2018) que debe cumplir cualquier mecanismo de comercialización de energía para que los precios que se formen allí puedan ser trasladados en la tarifa al usuario final.

Con la expedición de estos principios y condiciones, la CREG espera que los agentes del mercado, a riesgo propio, diseñen y propongan a la Comisión mecanismos de comercialización que le permitan a los agentes del mercado gestionar sus riesgos de diferentes maneras, siempre cumpliendo con los principios de: eficiencia, transparencia, neutralidad y fiabilidad.

1.1.3.3 Modificaciones a las convocatorias para compras del mercado regulado.

El mecanismo actual para la gestión del riesgo de precios para los comercializadores que atienden mercado regulado se denomina convocatorias, las cuales se reglamentan con lo dispuesto en la Resolución CREG 020 de 1996. La CREG propone una actualización de estas reglas, en particular, sobre el reporte y publicidad de información del inicio y requisitos para participar en estos procesos, así como los resultados de los mismos. Lo anterior, con el fin de actualizar los canales de información (utilización de medios electrónicos para la difusión de información) y promover así, la transparencia en la formación de precios.

1.1.3.4 Ajustes sobre capacidad de respaldo de operaciones en el mercado

Sobre capacidad de respaldo de operaciones en el mercado (CROM), luego de los análisis de cada uno de los comentarios recibidos al proyecto que se consultó con la Resolución CREG 199 de 2017, la Comisión encontró necesario expedir una nueva consulta, a través del acto administrativo contenido en la Resolución CREG 124 de 2018.

En síntesis, en el nuevo proyecto de consulta se propone: (i) definir qué conceptos se tienen en cuenta en la construcción de los patrimonios transaccionales, (ii) solicitar a cada empresa la definición de un manual para la declaración de la información con los conceptos que señale la CREG, y (iii) solicitar a cada empresa entregar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) la información conforme el manual que definió y los conceptos que la CREG estableció.

La Comisión considera que con la anterior propuesta será posible una mejor medición del respaldo que tienen las empresas, según sus posiciones de riesgo en la compra venta de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista.

1.1.3.5 Integración de fuentes no convencionales de energía renovable

Con la expedición del Decreto 0570 de 2018, el Gobierno Nacional en cabeza del Ministerio de Minas y Energía estableció los “lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica”.

En dicho decreto se determina que el mecanismo mediante el que se promoverá la contratación a largo plazo deberá procurar una serie de objetivos de política pública tales como:

- Fortalecer la resiliencia
- Promover la competencia

- Mitigar los efectos de la variabilidad del cambio climático
- Fomentar el desarrollo sostenible y
- Reducir las emisiones de efecto invernadero del sector de generación de energía eléctrica.

En este esquema de intervención en la economía, el Gobierno Nacional establece la conveniencia de incentivar la entrada de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), que diversifiquen la matriz de generación y permitan cumplir los objetivos en materia de emisiones de efecto invernadero.

Para materializar lo contemplado en el Decreto 0570 de 2018, el Ministerio reglamentó tales lineamientos de política a través de las resoluciones MME 40791 (modificada por la Resolución 41307 de 2018 y 41314 de 2018). En estas resoluciones se define e implementa un mecanismo que promueve la contratación a largo plazo y se convoca a la subasta para la asignación de los contratos de largo plazo, respectivamente.

En la Resolución MME 40791 de 2018, a grandes rasgos se le ordena a la CREG definir lo siguiente:

1. El esquema de transición para proyectos con fuentes no convencionales de energía renovable, en cuanto los requisitos técnicos, operativos y de mercado.
2. Las condiciones de competencia que deberá cumplir el mecanismo de subasta para que se garantice la interacción eficiente entre los compradores y los vendedores.
3. El tope de precio máximo admisible para las ofertas de venta, expresado en pesos (COP) por kilovatio hora (kWh).
4. El reglamento de garantías aplicables a los agentes que participen en la subasta y sean adjudicatarios de los contratos de largo plazo frente a sus obligaciones con el mercado de energía mayorista.

1.1.3.6 Esquema de transición con los requisitos técnicos para la conexión y operación de generación con FNCER

El mercado eléctrico colombiano de corto plazo se rige principalmente por el Código de Operación y el Código Comercial⁴, en donde para dicha época las tecnologías de generación estaban centradas en plantas hidráulicas y plantas térmicas.

Posteriormente, entre 1995 y 2000 llegaron al mercado colombiano las turbinas de gas y con ellas plantas de ciclo abierto y las plantas de ciclo combinado, siendo que estas últimas mejoraron la eficiencia productiva de las plantas térmicas pasando del 30% a

⁴ Resoluciones CREG 024 y 025 de 1995, respectivamente.

50%. Dicho salto tecnológico se incorporó al sistema sin necesidad de adoptar cambios relevantes en las reglas del mercado.

Sin embargo, la llegada de las nuevas tecnologías de recursos renovables, tales como plantas eólicas y solares, imponen un nuevo reto al sector dado que son recursos que tienen una generación cambiante o variable en el tiempo de acuerdo con el comportamiento del recurso, y se fundamentan en la electrónica de potencia para la entrega de la energía al sistema, lo que hace necesarios ajustes a las condiciones para conectarse y participar en un sistema interconectado.

Dada las características de operación de las nuevas tecnologías, la Comisión de Regulación de Energía y Gas viene trabajando en dos (2) frentes: el primero de corto plazo en donde se proponen ajustar las reglas actuales para hacer viable conectar plantas eólicas y solares, de tal forma que se le dé viabilidad a las plantas que se vienen adelantando, y segundo de mediano plazo, en donde la Comisión, con el apoyo de diferentes consultorías (código de redes, despacho vinculante e intradiario, servicios complementarios e indicadores de penetración de generación distribuida), viene evaluando los cambios estructurales que requiere el sistema para una participación más amplia de las nuevas tecnologías, que se espera a partir de la entrada de la colectora en la Guajira y la segunda fase de penetración de la generación distribuida, sin que se causen traumatismos en la operación del sistema y en las transacciones con la energía aportada por dichas tecnologías.

De esta forma y para cumplir con el primer frente, la Comisión expidió el proyecto resolución CREG 123 de 2018, por el cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el Sistema Interconectado Nacional.

En resumen, el frente de corto plazo abarca dos temas. El primer tema son los aspectos técnicos y el segundo son los temas comerciales.

Respecto de los técnicos, el mencionado proyecto resolución desarrolla los siguientes temas para plantas solares y eólicas:

- Equipos de protección.
- Modelos de simulación preliminares y post-operativos.
- Aspectos de supervisión y control; Medición de variables eléctricas y su calidad.
- Programas de mantenimiento.
- Rango de operación de frecuencia.
- Aspectos técnicos de regulación primaria.
- Respuesta rápida en frecuencia para plantas eólicas.
- Control de voltaje y respuesta rápida de inyección de reactivos.
- Ramas de arranque y parada.

- Pruebas necesarias a las funcionalidades y equipos.
- Necesidad de equipos para medición de variables meteorológicas en el sitio de la planta.

En cuanto a los temas comerciales, se definió una medida transitoria mientras se migraba a un despacho vinculante y mercado intradiario. Esta medida consistió en definir los incentivos económicos para que las plantas de generación variable, como las solares fotovoltaicas, eólicas y las plantas hidráulicas con embalse cuya capacidad de almacenar agua es menor a un día, puedan aprovechar al máximo el recurso renovable (sol, viento y agua), de tal manera que los usuarios finales del sistema se beneficiasen de esta energía a un costo eficiente.

1.1.3.7 Condiciones de competencia y fórmula de traslado para la subasta del Ministerio de Minas y Energía

El mecanismo de contratación de largo plazo implementado por el Ministerio de Minas y Energía es una subasta de sobre cerrado de dos puntas (oferta y demanda), en donde los precios de los contratos se encuentran determinados por las ofertas de precio presentadas por los generadores participantes (formato *pay as bid*) y la cantidad de contratos adjudicados por el cruce entre la curva de oferta y demanda.

Teniendo en cuenta las características de la subasta y el contrato diseñado por el Ministerio, la CREG propone⁵ una serie de indicadores de competencia con los que se evalúe si la formación de precios en la curva de oferta fue eficiente, y una fórmula de traslado de los precios resultantes de la subasta en el componente de compras de energía (G) del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica (CU).

En cuanto a los indicadores de competencia, la CREG propuso cuatro indicadores así:

- El primero busca que por lo menos la mitad de los oferentes sea independiente, es decir, sin vínculos con comercializadores que participen en la subasta.
- El segundo es el índice de concentración de la oferta, el cual mide la composición de la oferta, entendida como el peso que tiene cada oferente en ella.
- El tercero se denomina indicador de dominancia que tiene como fin limitar la proporción que podría tener el participante más grande, tomando como referencia el tamaño del segundo.
- Finalmente, se propuso el indicador de consistencia, el cual busca identificar si al momento de ejecutar la subasta se cumplió con lo establecido por el Ministerio y la UPME como administrador de la subasta.

⁵ Mediante Resolución CREG 121 de 2018.

Con respecto a la fórmula de traslado, la CREG tiene como objetivo incentivar a los comercializadores a remitir pujas que revelen su verdadera disponibilidad a pagar por el bien ofertado. Por lo anterior, la propuesta de la Comisión es que si se cumplen con todos los indicadores de competencia definidos, los precios de los contratos resultantes de la subasta del Ministerio de Minas y Energía se trasladen en el componente G del CU, dando cobertura al usuario.

1.1.3.8 Garantías para la subasta del Ministerio de Minas y Energía

El Ministerio de Minas y Energía publicó el Decreto 0570 de 2018 donde estableció los “lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica”. Adicionalmente, reglamentó los lineamientos de política pública con la resolución MME 40791 de 2018, modificada por la resolución MME 41307 de 2018, definiendo un mecanismo de contratación de largo plazo de energía eléctrica.

Para cumplir con los objetivos trazados en los lineamientos de política pública, el Ministerio estableció una serie de responsabilidades a cargo de la CREG en materia de garantías y la publicación de la información necesaria para hacer seguimiento de las obligaciones de los vendedores resultantes de los mecanismos de contratación de largo plazo.

En consecuencia y con el fin de someterla a consulta y recibir retroalimentación por parte de los agentes interesados, la CREG publicó la Resolución 122 de 2018. La regulación propuesta busca establecer el reglamento de garantías y un esquema de seguimiento para el cumplimiento de los objetivos de política pública definidos por el Ministerio. Lo anterior, permite tener una herramienta de control para garantizar la puesta en operación de los proyectos nuevos de generación adjudicados en mecanismos diferentes al cargo por confiabilidad y hacer seguimiento de las obligaciones adquiridas por los agentes que participen en dichos mecanismos.

En la propuesta regulatoria se estableció que el monto de la garantía de puesta en operación tuviera un monto fijo durante el periodo de construcción, siempre y cuando el agente vendedor adjudicado en la subasta cumpla con el cronograma de construcción establecido y al que se hace seguimiento a través de auditoría de la curva S⁶. Ahora bien, si se presenta un retraso certificado por el auditor, el porcentaje de la

⁶ Gráfico presentado por los agentes que representen comercialmente plantas y/o unidades de generación nuevas o especiales como requisito para participar en las subastas, que muestra en la ordenada el porcentaje estimado de avance del proyecto durante el tiempo de ejecución y en la abscisa el tiempo transcurrido. (Fuente: R. CREG-071-2006; Art. 2)

garantía se incrementa de acuerdo al periodo restante para la fecha de puesta en operación de la planta o unidad de generación.

Adicionalmente, en la consulta se presentó la posibilidad de establecer una prórroga con una nueva fecha de puesta en operación de la planta o unidad de generación por parte del vendedor adjudicado por una única vez. Lo anterior contempla la alternativa de que el vendedor adjudicado termine la construcción del proyecto cuando se presenten situaciones de atraso en dicha construcción.

Por último, para el seguimiento de las obligaciones se presentó la alternativa de disponer de un aplicativo en la página web del administrador del mercado para que los agentes que resultaron adjudicados en la subasta cuenten con la información necesaria para realizar el seguimiento de las obligaciones de las cantidades adjudicadas.

1.1.3. Interconexión Internacional

Colombia y Ecuador realizan actualmente transacciones internacionales de energía (TIE) de forma diaria. Este mecanismo de intercambio de corto plazo ha venido operando con éxito desde 2003.

Con el fin de optimizar los intercambios en este mercado de corto plazo, la CREG ha identificado junto con su homólogo ecuatoriano Arconel (Agencia de Regulación y Control de Electricidad), ciertos espacios de mejora en el esquema de intercambios TIE.

Como resultado de este trabajo conjunto, se han modificado las reglas para la forma en cómo se determina si se activa una importación o exportación en este esquema. Así mismo, se revisaron los componentes del precio de oferta que envían los países para que estos revelen los costos propios de la generación en cada país.

Adicionalmente, se ha establecido una mesa de trabajo orientada a identificar las posibles formas en las que se pueda profundizar el intercambio de energía a través de la contratación de agentes en los dos países.

Para finalizar, es preciso destacar que la CREG ha participado en Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (Canrel), el cual está encargado de la reglamentación de la Decisión CAN 816. Esta norma establece un nuevo marco regulatorio para intercambios de energía con los demás países de la CAN (Ecuador, Perú y Bolivia).

1.1.4. Autogeneración a pequeña escala

En 2018 se expidió la Resolución CREG 030 por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

En dicha normativa se establecen reglas para autogeneradores hasta 1 MW, simplificando las reglas para aquellos menores a 100 kW. Dichas reglas van desde el procedimiento de conexión, como para los sistemas de medición y el proceso de comercialización. También se incluyen generadores distribuidos menores a 100 kW. Estos, a diferencia de los autogeneradores, son generadores que deben constituirse como empresa de servicios públicos.

Además, se establecen estándares técnicos que permiten verificar la disponibilidad de la red de distribución para aceptar conexiones. De esta forma, se le dio el beneficio al usuario autogenerador de que pueda realizar el proceso de conexión en línea, así como también analizar, a través de la página web del operador de red, la disponibilidad del punto de conexión para conocer si donde se quiere conectar existe el espacio.

1.2. Transmisión de energía eléctrica

Durante 2018 se aprobaron los ingresos relacionados con los proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN), los adjudicados mediante convocatorias públicas y los ejecutados como ampliaciones.

1.2.1. Convocatorias en el Sistema de Transmisión Nacional

La Comisión estuvo atenta al desarrollo de los procesos de libre competencia adelantados por la UPME para seleccionar inversionistas que ejecuten los proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN). En 2018 se expidieron tres (3) resoluciones que hicieron oficiales los ingresos de convocatorias relacionadas con diferentes planes de expansión en el STN. Así, se aprobaron los ingresos de convocatorias en el STN adjudicadas a:

- i) Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Colectora 500 kV y las líneas de transmisión Colectora – Cuestecitas y Cuestecitas - La Loma 500 kV, de acuerdo con la convocatoria UPME 06-2017 Resolución CREG 039 de 2018.
- ii) Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento del tercer

transformador 500/230 kV de 450 MVA en la subestación Sogamoso, de acuerdo con la convocatoria UPME 08-2017. Resolución CREG 082 de 2018.

- iii) Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento del segundo transformador 500/230 kV de 360 MVA en la subestación Ocaña, de acuerdo con la convocatoria UPME 01-2018. Resolución CREG 099 de 2018.

1.2.2. Actualización de cargos de transmisión

En 2018 se actualizaron los ingresos anuales de Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. y Transelca S.A. E.S.P. por la puesta en operación de varios activos mediante el mecanismo de ampliaciones previsto en la regulación.

1.3. Distribución de energía eléctrica

Durante el 2018, la CREG expidió la metodología para la remuneración de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, se actualizaron los cargos por uso de las empresas por la entrada en operación de los proyectos en el sistema de transmisión regional y se expidió una resolución de consulta asociada con sistemas de almacenamiento de energía.

1.3.1. Avances en metodología de remuneración para el nuevo período

Posterior al análisis de los comentarios recibidos de los agentes y terceros interesados sobre la propuesta de modificación de distribución de energía eléctrica.

En febrero de 2018 se expidió una nueva consulta de la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica, en la que se atienden sugerencias formuladas por los agentes usuarios y demás interesados. Esta nueva propuesta incluyó los comentarios recibidos a la resolución publicada a finales de 2016, acompañada de un documento explicativo. Se tiene programada la expedición de la metodología definitiva para el primer trimestre de 2018.

En el 2018 la CREG expidió la metodología para la remuneración de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, durante el próximo periodo tarifario, contenida en la Resolución CREG 015 de 2018; con cuya aplicación se espera que se ejecuten importantes inversiones en los sistemas de distribución para mejorar la calidad prestada y disminuir las pérdidas de energía.

1.3.2. Actualización de cargos de distribución

Durante 2017 se actualizaron los cargos de los operadores de red de Casanare, Boyacá, Santander, Norte de Santander y Meta.

1.3.3. Sistemas de almacenamiento de energía

Considerando que en la regulación vigente, relacionada con el transporte de energía, no se tienen definidas unidades constructivas relacionadas con el almacenamiento de energía, y que la CREG está desarrollando estudios con el fin de elaborar una propuesta sobre servicios complementarios en la prestación del servicio de energía eléctrica donde algunos de ellos podrán ser entregados utilizando sistemas de almacenamiento, se expidió la resolución de consulta CREG 127 de 2018, mediante la cual se proponen mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento en el Sistema Interconectado Nacional, con el fin de mitigar problemas existentes por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía eléctrica.

1.4. Comercialización de energía eléctrica

Durante el 2018 se avanzó en la implementación de reglas especiales para la prestación del servicio en zonas de difícil acceso y en el desarrollo de la implementación de la infraestructura de medición avanzada.

1.4.1. Zonas de difícil acceso

En 2018 se expidió la Resolución CREG 037, con la cual se definieron las zonas de difícil acceso, los criterios para su delimitación y se establecieron condiciones especiales de prestación del servicio de energía eléctrica en esas zonas. Esto con el propósito de que en estas zonas donde se enfrenta un esfuerzo físico o económico especial para prestar el servicio a usuarios regulados, los prestadores disminuyan los costos de comercialización y se pueda dar una sostenibilidad del servicio.

1.4.2. Infraestructura de medición avanzada

La Resolución 4 0072 del 29 de enero de 2018, expedida por el Ministerio de Minas y Energía establece los lineamientos para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el servicio público de energía eléctrica y le asignó a la CREG la responsabilidad de desarrollar la regulación requerida para su implantación. En ese sentido, la Comisión adelantó reuniones con proveedores de soluciones tecnológicas

de medición avanzada y con operadores de red que han adelantado programas piloto, y compiló los estudios adelantados y de aspectos relevantes en torno a la infraestructura de medición avanzada en el Documento CREG 077 de 2018, puesto en conocimiento del público mediante la Circular CREG 054 de 2018 y disponible para su consulta en nuestra página web en el siguiente enlace:

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/3413698103ff1fde052582e5007b5317?OpenDocument>

1.5. Temas transversales de energía eléctrica en el SIN

1.5.1. Operación del Sistema y del Mercado de Energía Eléctrica

Durante el 2018 se aprobaron los ingresos del prestador de los servicios del Centro Nacional de Despacho (CND), del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y del Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) para el año 2019. Para esto se consideraron las actividades adicionales requeridas por la regulación expedida en el año 2018, así como el plan general de inversiones de 2019 propuesto por el prestador de estos servicios.

Adicionalmente, se publicó el documento de bases conceptuales a partir del cual se desarrollarán los estudios tendientes a definir la metodología de remuneración para el siguiente período tarifario.

1.6. Zonas No Interconectadas

1.6.1. Metodología de remuneración

Durante el año 2018 la Comisión continuó con el desarrollo de una nueva propuesta metodológica para la remuneración de las actividades de generación, distribución y comercialización, y definición del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI, la cual incorpora los lineamientos de política para la expansión de cobertura en dichas zonas y busca incentivar la prestación eficiente del servicio.

1.6.2. Autogeneración en ZNI

Durante el primer trimestre del 2018, la CREG definió los aspectos operativos y comerciales para la integración de la autogeneración en las zonas no interconectadas⁷, que incluyen procedimientos de conexión, entrega y remuneración de los excedentes

⁷ Resolución CREG 038 de 2018

de autogeneración, entre otros. Así mismo, se realizó un taller explicativo y se publicó la presentación en el portal web de la Comisión⁸. Así mismo este taller se puso a disposición de la ciudadanía en este enlace: <https://youtu.be/Vve21iQ9KMY>

De otro lado se realizó la publicación, mediante circular⁹, del formulario de solicitud de conexión y el contenido mínimo de los estudios de conexión estándar, los cuales deberán ser adoptados por todos los distribuidores que operen en las zonas no interconectadas. Así mismo se publicó¹⁰ el listado de pruebas que se deben realizar durante los procedimientos simplificados de conexión, previstos en la regulación vigente para usuarios autogeneradores en Zonas No Interconectadas.

1.6.3. Áreas de servicio exclusivo

Durante el tercer trimestre de 2018, la Comisión hizo público un proyecto de resolución para modificar la regulación vigente en materia de áreas de servicio exclusivo¹¹. A la fecha finalizó el periodo de consulta de la propuesta y se adelanta el análisis de las observaciones y sugerencias a la misma.

1.6.4. Aprobación particular de cargos máximos de generación para un proyecto SFV

Durante el primer trimestre de 2018, la Comisión resolvió la solicitud de remuneración para un proyecto solar fotovoltaico (SFV) interconectado a la red de distribución del municipio de Inírida con una capacidad de generación de 2.47MWp¹².

2. GAS NATURAL

2.1. Mercado mayorista de gas natural

En el reglamento de la comercialización del gas se definen los tipos de contratos que se pueden transar en el mercado mayorista de gas natural y los mecanismos para realizar las transacciones cada año (ej. negociaciones bilaterales y subastas), según cronograma que establezca la CREG. El mercado mayorista incluye el mercado primario y el secundario.

⁸ Circular CREG 044 de 2018

⁹ Circular CREG 037 de 2018

¹⁰ Circular CREG 085 de 2018

¹¹ Resolución CREG 087 de 2018

¹² Resolución CREG 012 de 2018

En 2018, la CREG propuso ajustar el reglamento de la comercialización del suministro de gas con el fin de introducir mejoras en la eficiencia del mercado secundario. Estas mejoras apuntan a una mayor flexibilidad en la contratación y transparencia en la formación de precios del mercado secundario.

Dentro de los aspectos relevantes de esta propuesta están los siguientes: (i) incorporar un contrato con interrupciones negociado bilateralmente en el que las partes fijan una cantidad máxima y un precio máximo durante el período del contrato, que puede ser de hasta un año, y día a día en la ejecución del contrato las partes establecen el precio y la cantidad sin sobrepasar los valores máximos fijados en el contrato; (ii) reportar al gestor del mercado la información de precios y cantidades máximas, así como los precios y cantidades ejecutadas día a día del contrato con interrupciones bilateral; (iii) flexibilizar la duración de los contratos que garantizan firmeza de tal forma que las partes fijan la duración; es decir, los contratos no estarán sujetos a duraciones definidas por la regulación.

También se propuso ajustar los siguientes aspectos relevantes del mercado primario: (i) incorporar los contratos de firmeza condicionada y opción de compra de gas en suministro; (ii) permitir que los contratos de suministro de largo plazo (3 o más años), para demanda no regulada puedan iniciar entregas de gas en junio del año siguiente al año de la negociación; y (iii) ajustar los derechos que tienen los compradores de gas para realizar suspensiones por mantenimientos programados.

En 2018 se recibieron y analizaron los comentarios presentados por los agentes a esta propuesta regulatoria. Se espera adoptar la resolución definitiva próximamente.

2.2. Transporte de gas natural

En 2018 se continuó con el análisis de la propuesta de nueva metodología para remunerar la actividad de transporte de gas natural. Este análisis incluye observar las señales de política energética determinadas en el Decreto 2345 de 2015, en particular aquellas relacionadas con los planes de abastecimiento de gas natural, y otras disposiciones regulatorias adoptadas recientemente, como es el caso de la figura de *open season*¹³ y el gasoducto de conexión¹⁴.

No sobra decir que algunos transportadores de gas natural y la agremiación Naturgas solicitaron a la CREG realizar otra consulta, la cual sería adicional a la realizada en 2016 mediante la Resolución CREG 090.

¹³ Resolución CREG 155 de 2017.

¹⁴ Resolución CREG 033 de 2018.

En el 2019 se tiene previsto una consulta para el primer trimestre y una definitiva para el segundo trimestre de 2019.

2.2.1. Cargos de transporte

La Comisión resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución CREG 003 de 2018, que fijó cargos regulados para el gasoducto Galán - Casabe - Yondó, del sistema de TGI.

2.2.2. Gasoducto de conexión

Dentro del portafolio de herramientas que ha definido la Comisión para desarrollar infraestructura, en 2018 se estableció la naturaleza del gasoducto de conexión, su definición y los elementos a considerar para su aplicación.

La finalidad del gasoducto de conexión es contribuir a garantizar la continuidad en la prestación del servicio de gas natural, permitiendo contar con una mayor oferta de gas. Este gasoducto transporta gas de nuevas fuentes de suministro, o mayores cantidades de gas desde fuentes existentes, hasta el sistema de transporte existente, o hasta un sistema de distribución e incluso hasta el punto de recibo de los consumidores.

2.2.3. Ajustes al Reglamento Único de Transporte de gas natural

En 2018, la Comisión ajustó los siguientes aspectos del Reglamento Único de Transporte de gas natural (RUT): (i) se complementaron las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el Sistema Nacional de Transporte de gas (SNT), incorporando el número de Wobbe; estas especificaciones permiten que los gases que las cumplan puedan ser usados indistintamente sin afectar el desempeño en los equipos de combustión; y (ii) se incorporaron al RUT disposiciones para el manejo de desbalances acumulados positivos. La aplicación de estas disposiciones contribuyen a la operación eficiente y segura del SNT.

En este año la Comisión propuso actualizar los costos máximos de los puntos de entrada y de salida al sistema nacional de transporte de gas natural mediante la resolución de consulta CREG 129. Esta propuesta incluye nuevos tipos de elementos utilizados en la construcción de puntos de entrada y salida acorde con las nuevas tecnologías, y un ajuste en la indexación e identificación de las componentes en dólares y pesos de cada unidad constructiva.

2.3. Distribución de gas natural

2.3.1. Propuesta complementaria a la resolución 202 de 2013

En 2016, la Comisión revocó parcialmente la metodología de distribución de gas combustible por redes y expidió una resolución de consulta con el fin de establecer los aspectos revocados. En la vigencia 2017, la Comisión publicó una nueva propuesta con base en los comentarios recibidos.

En dichas resoluciones se consultaron aspectos relacionados con gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM), otros activos, demanda y la definición de los cargos en mercados financiados con recursos públicos para la aplicación de la metodología de remuneración de distribución de gas, consignada en la Resolución CREG 202 de 2013.

En el mes de julio de 2018, se establecieron mediante resolución los apartes revocados de la metodología de distribución y se incorporaron otras disposiciones. Con la expedición de esta resolución, se cuenta con los elementos necesarios para aprobar de manera definitiva, y no transitoria, los cargos de distribución de gas combustible por redes.

Posteriormente, en el mes de agosto de 2018, la Comisión informa de la existencia de errores en la resolución que estableció los apartes revocados y adelantó una actuación administrativa de manera oficiosa con fundamento en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994 a efectos de determinar la existencia de graves errores de cálculo que lesionan injustamente los intereses de los usuarios o de la empresa. Dicha actuación se resolvió en el mes de diciembre de 2018.

2.3.2. Aprobación cargos de distribución y comercialización para mercados nuevos

Los cargos de distribución y comercialización de gas remuneran a las empresas la prestación del servicio en dichas actividades. El cargo que se define establece una señal económica para que los prestadores del servicio tomen sus decisiones de inversión y atención de usuarios en los municipios de interés.

Para los mercados nuevos, y en aras de garantizar la prestación del servicio en los municipios y centros poblados que conforman dichos mercados, se establecieron cargos transitorios por uso del sistema de distribución de gas combustible, hasta tanto se expida la metodología que complementa la Resolución CREG 202 de 2013 en sus temas revocados.

De esta manera, durante el 2018 se atendieron 15 solicitudes tarifarias para mercados nuevos, y mediante resoluciones expedidas por la CREG de las cuales se expidieron 30 resoluciones con lo que en total se aprobaron cargos de distribución y comercialización de gas combustible por redes de tubería para 16 municipios y 59 centros poblados, beneficiando a 42.663 usuarios.

Actualmente están en trámite 19 solicitudes tarifarias de aprobación de cargos de distribución y comercialización para mercados nuevos y dos (2) recursos de reposición a resoluciones de aprobación de cargos para mercados nuevos.

2.3.3. Aprobación cargos de distribución para mercados existentes

En 2017 se expidió una circular mediante la cual la CREG dio una opción a las empresas distribuidoras de gas combustible por redes de tubería, que prestan servicio en mercados existentes, para que soliciten la aprobación de cargos de distribución transitorios para dichos mercados.

En 2018 se expidieron siete (7) resoluciones de aprobación de cargos para mercados existentes con base en seis (6) solicitudes presentadas en 2017 y una (1) presentada en 2018. Igualmente, se tramitaron cuatro (4) recursos de reposición y una (1) solicitud de revocatoria interpuestos a resoluciones de aprobación de cargos para mercados existentes expedidas en 2017 y 2018. Actualmente se encuentran en trámite once (11) solicitudes tarifarias presentadas en 2018.

Por otro lado, se aprobaron cargos equivalentes a dos (2) mercados relevantes de distribución existentes. Actualmente, se encuentran en trámite cuatro (4) recursos de reposición para la aprobación de cargos equivalentes.

2.3.4. Propuesta para el reporte de información de AOM para la regulación

Durante el 2018, la Comisión puso a consideración de las empresas reguladas un modelo de reporte de información financiera con fines únicamente regulatorios, con el propósito de capturar la información de gastos Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) separados por actividades, teniendo en cuenta la aplicación de los nuevos marcos normativos contables vigentes en Colombia.

La información reportada será utilizada para construir unos parámetros de reporte continuo de información de AOM con el fin de contar con información confiable que permita llevar a cabo los análisis regulatorios pertinentes. El propósito específico es asegurar que los hechos económicos se asignen adecuadamente a la actividad generadora teniendo en cuenta los cambios propuestos por la implementación de las normas internacionales de información financiera.

La consulta finaliza en el mes de enero de 2019 y una vez analizados los comentarios recibidos por parte de los interesados, la CREG procederá a expedir el documento definitivo con los procedimientos de envío y recibo de la información.

2.4. Comercialización de gas natural

2.4.1. Metodología para la remuneración de la actividad de comercialización de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados

Durante 2018 se realizaron los análisis para la determinación de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) que remuneran el componente fijo del costo de comercialización y los cuales deben ser consistentes con los que se determinaron para la actividad de distribución, esto teniendo en cuenta que el análisis de las cuentas contables se ha realizado de forma conjunta para las dos actividades, distribución y comercialización.

Así mismo, se hicieron análisis sobre los comentarios realizados por los agentes a la propuesta publicada mediante la Resolución CREG 004 de 2017, especialmente para el componente variable del costo de comercialización, en relación con el reconocimiento del tiempo que transcurre para el giro de los subsidios por parte del Ministerio de Minas y Energía y la variación de la Tasa Representativa del Mercado que es aplicada en las componentes del precio del gas (G) y el transporte (T).

2.4.2. Fórmulas tarifarias generales

Con el propósito de contar con suficientes elementos para los análisis, tendientes a establecer las bases metodológicas para la definición de las fórmulas tarifarias generales para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería en el próximo período tarifario, en 2018 se solicitó a las empresas comercializadoras, usuarios y demás interesados presentar a la Comisión los temas que a su juicio consideraban que debían ser mejorados, ajustados, modificados o incluidos en relación con las fórmulas tarifarias que están definidas actualmente mediante la Resolución CREG 137 de 2013.

De acuerdo con las propuestas recibidas por los agentes a esta solicitud y los análisis internos que realizó la Comisión, se encontró entre otros temas para objeto de estudio los siguientes:

- Límite y disposiciones para usuarios no regulados y usuarios regulados.
- Metodología para el traslado de las compras de gas.
- Incentivos para la venta de excedentes de suministro y capacidad de transporte.
- Mecanismos para el traslado del precio de compras de gas importado.
- Reconocimiento de confiabilidad dentro de la fórmula tarifaria.
- El Reconocimiento de pérdidas y mecanismos para la reducción de estas.
- Revisión de la opción tarifaria definida en la Resolución CREG 184 de 2014.

3. GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP)

3.1. Comercialización mayorista

Durante 2018, la Comisión continuó con el desarrollo de una propuesta de ajuste al esquema de comercialización mayorista de GLP de fuentes de producción nacional de precio regulado, de tal manera que mayoristas que comercialicen GLP importado puedan sustituir este suministro con producto nacional cuando se presente una mayor disponibilidad contingente de oferta, sin verse afectados económica u operativamente.

Mediante circular, la Comisión publicó el listado de municipios que conforman las zonas de influencia para las Ofertas Públicas de Cantidades (OPC), que cubren los periodos comprendidos entre julio - diciembre de 2018 y enero – junio de 2019¹⁵.

3.2. Distribución y comercialización minorista

3.2.1. Parámetros de conducta y participación de los agentes

En 2018 fueron publicadas las capacidades de compra a ser consideradas por parte de los comercializadores mayoristas para la venta de producto a distribuidores de GLP durante el cuarto y quinto periodo de compra. Estas corresponden al segundo semestre de 2018 y al primer semestre de 2018¹⁶.

3.2.2. Modelo de valoración y actualización de costos AOM e inversión

En abril de 2018 se llevó a cabo un taller¹⁷ con agentes (empresas distribuidoras y comercializadoras minoristas de GLP), con el fin de socializar el estudio *“Modelo que permita la valoración y actualización de los costos de AOM e inversión de las actividades de distribución y comercialización minorista de GLP”*, contratado por la Comisión y desarrollado por la empresa Proyectos y Estudios Energéticos y Empresariales - Petrés S.A.S.

4. COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

4.1. Metodología tarifaria de transporte por ducto

Durante 2018 se aprobó la metodología para definir la tasa de descuento a las actividades de la cadena de distribución de combustibles líquidos y al transporte de GLP por ductos. La resolución CREG 029 de 2018 contiene la metodología para cálculo

¹⁵ Circulares CREG 043 y 095 de 2018.

¹⁶ Resoluciones CREG 048 y 125 de 2018.

¹⁷ Circular CREG 024 de 2018.

de la tasa. Dicha tasa es un insumo destacado para la definición de la metodología de remuneración de poliductos y propanoductos.

Igualmente, se avanzó en el diseño de la metodología tarifaria de transporte de combustibles líquidos y GLP por ductos, considerando escenarios de simulación bajo diferentes metodologías tarifarias, en un modelo interno para el cálculo preliminar de tarifas en diferentes escenarios de inversión y de demanda.

Respecto de la información considerada, se incluyeron las actualizaciones que remitió CENIT relacionadas con los gastos de AOM, así como un análisis de la demanda y lleno de línea, para su inclusión en los modelos de cálculo. Finalmente se avanzó en el análisis de impacto de las diferentes propuestas surgidas a partir del modelo de trabajo interno.

4.2. Reglamento de transporte de combustibles líquidos

La Comisión recibió comentarios a la Resolución 113 de 2017 hasta abril de 2018. A partir de allí se realizó una labor de clasificación y análisis de los comentarios recibidos y se llevaron a cabo reuniones con los agentes interesados para recibir detalles de las propuestas que fueron hechas dentro de la etapa de comentarios.

De manera simultánea, se inició un proceso de armonización de la propuesta regulatoria con la regulación vigente de GLP, para efectos de consolidar una propuesta regulatoria de la actividad de transporte de combustibles líquidos y GLP por ductos.

Una vez se concluya la estructuración de la resolución y del documento soporte, se procederá a expedir la resolución definitiva.

4.3. Metodología de referencia del ingreso al productor de biocombustibles

Durante 2018 se actualizaron los valores de los parámetros para determinar el ingreso al productor de referencia con corte a 2017, utilizando la metodología que fue presentada y aprobada en Comité de Expertos.

4.4. Definición de mercados relevantes y determinación de régimen tarifario para la distribución mayorista de gasolina y diésel

Durante 2018 se adelantó la definición de la metodología que define los mercados relevantes de la actividad de distribución mayorista de gasolina y diésel. Se tomó como insumo información del Sistema de Información de Comercialización de Combustibles (Sicom) y el estudio elaborado por la firma consultora Econometría.

4.5. Relaciones comerciales en la cadena de distribución de combustibles líquidos

Durante 2018 se elaboró la propuesta de reglamentación de las relaciones comerciales entre distribuidores mayoristas y distribuidores minoristas de combustibles líquidos. La propuesta fue sometida a consulta pública durante el cuarto trimestre del año.

5. GESTIÓN SOCIAL, JURÍDICA, CALIDAD Y CONTROL INTERNO

5.1. Comunicaciones y participación ciudadana

En el marco de la Política de Transparencia, Participación y Servicio al Ciudadano, implementada por el Gobierno Nacional, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), puso a disposición de los ciudadanos el documento de “Estrategia de Rendición de Cuentas”, el cual fue elaborado siguiendo las recomendaciones establecidas en el “Manual Único de Rendición de Cuentas”, del Departamento Nacional de Planeación (DNP) y el Departamento Administrativo de la Función Pública (DAFP), así como lo establecido en las leyes 1712 de 2014 (Acceso a la información) y 1757 de 2015 (Participación Ciudadana).

Al respecto, la CREG fijó como uno de sus objetivos facilitar el ejercicio de control social sobre la gestión de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), proporcionando a la ciudadanía una oferta de información oportuna y clara, y estableciendo espacios institucionales para la explicación de las decisiones, acciones y resultados de la entidad.

Entre las acciones realizadas para ampliar y mejorar los canales de participación ciudadana, están las audiencias públicas de rendición de cuentas, los talleres de capacitación e información de los diferentes aspectos regulatorios, las cartillas didácticas y la participación en ferias de servicio al ciudadano.

5.1.1 Audiencias públicas de rendición de cuentas

En 2018 se llevaron a cabo dos jornadas de audiencias públicas de rendición de cuentas en las ciudades de Sogamoso (Boyacá) y Santa Marta (Magdalena).

Ciudad	Tema	Fecha	Participantes	Vídeo de la audiencia
Sogamoso	Audiencia pública de rendición de cuentas sectorial. (transmitida por streaming)	13/07/2018	155	https://youtu.be/P8FJcl1qwPI

Santa Marta	Audiencia pública de rendición de cuentas CREG.	31/08/2018	180	https://youtu.be/hWhM6wkIV0Q
	Total		335	



La audiencia pública de rendición de cuentas CREG, se realizó con la participación de ciudadanos y grupos de interés de la entidad reunidos en la ciudad de Santa Marta el 31 de agosto de 2018, durante el desarrollo del VIII Congreso Nacional de Vocales de Control (Confevocoltics). El evento se transmitió en directo por el canal regional Telecaribe y el portal web de la Comisión y se encuentra a disposición de la ciudadanía en el siguiente enlace: <https://youtu.be/hWhM6wkIV0Q>

Entre los mecanismos que se emplearon para convocar a la ciudadanía a esta audiencia, se encuentran:

- Comunicado de prensa publicado en el portal web de la CREG. Enlace: <http://www.creg.gov.co/index.php/es/noticias/1598-boletin-352018>

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, invita a su Audiencia Pública de Rendición de Cuentas - 2017 - 2018 -

viernes 31 de agosto 2018
de 10:00 a.m. a 12:00 p.m.

Centro de Convenciones
Casa Grande, auditorio Simón Bolívar
Diagonal 39 # 7-275
Santa Marta, Magdalena

Para participar, inscribese en el portal web de la Comisión: www.creg.gov.co
y envíe sus preguntas o sugerencias al correo electrónico: comunicaciones@creg.gov.co

Esta actividad hace parte de la estrategia de rendición de cuentas de la CREG y será transmitida en vivo por el canal Telecaribe y en internet por www.creg.gov.co

Mayores informes:
(1) 6032020 Ext. 173

- Aviso de prensa publicado en el diario El Heraldo. A través de este anuncio se convocó, tanto para la audiencia del 31 de agosto de 2018, como para un taller de capacitación solicitado por los vocales de control vinculados a Confevocoltics sobre autogeneración de energía, distribución e infraestructura de medición avanzada.

Audiencia Pública de Rendición de Cuentas - 2017-2018 -

Fecha: viernes 31 de agosto de 2018
Hora: 10:00 a.m. a 12:00 p.m.
Lugar: Centro de Convenciones Casa Grande, auditorio Simón Bolívar, Diagonal 39 # 7-275 Santa Marta, Magdalena.

Transmisión en vivo por el canal Telecaribe y en internet por www.creg.gov.co

Para participar, inscribese en el portal web de la Comisión:
www.creg.gov.co
y envíe sus preguntas o sugerencias al correo electrónico: comunicaciones@creg.gov.co

Capacitación en regulación de energía eléctrica
La CREG informa que en el VIII Congreso de Vocales de Control, el 30 de agosto de 2018 a partir de las 2:30 p.m. realizará una jornada de capacitación sobre autogeneración de energía, distribución e infraestructura de medición avanzada.
Lugar: Centro de Convenciones Casa Grande.

Mayores informes: (1) 603 2020 Ext.173
Línea nacional: 018000 512734

- Convocatoria a través de la cuenta de Twitter de la CREG @ComisiónCREG con infografías, banner de invitación y video promocional.
- Mensajes promocionales a través del canal regional Telecaribe.

El jefe de Control Interno de la CREG estuvo presente durante el desarrollo del evento y el informe de seguimiento a la audiencia pública que realizó lo publicó a través del portal web de la comisión en el siguiente enlace:

<http://www.creg.gov.co/index.php/es/ciudadano/rendicion-cuentas/category/1208-rendicion-de-cuentas-2018>

5.1.2 Talleres temáticos



Durante la vigencia 2018, la Comisión llevó a cabo 16 talleres para que la industria, agentes y ciudadanos interesados conocieran y resolvieran dudas con respecto a las propuestas de regulación expedidas por la entidad. A continuación se relacionan estas actividades de participación ciudadana y su alcance:

Tema	Fecha	Asistentes	Enlace web del vídeo	No. de usuarios de streaming	No. de veces visto (al 24/01/2019)
Mercado anónimo estandarizado de contratos en el CU del servicio de energía eléctrica.	31/01/2018	110	https://youtu.be/l2k0s0KIC3w	121	955
Estudio de multiplicadores para transporte por ductos de gas natural y combustibles líquidos	01/02/2018	35	NA		
Estudio: “modelos de variación volumétrica y pérdidas por evaporación en la distribución mayorista y la distribución minorista de combustibles líquidos”	06/02/2018	58	NA		
Estudio “modelo que permita la valoración y actualización de los costos de AOM e inversión de las actividades de distribución y	10/04/2018	46	NA		

comercialización minorista de GLP”					
Autogeneración de energía y generación distribuida (Barranquilla)	11/04/2018	158	https://youtu.be/gaj4az3Vrb8	233	2.151
Autogeneración de energía y generación distribuida (Bucaramanga).	13/04/2018	176	https://youtu.be/wvSEv56dbXU	916	1.249
Resolución CREG 010 de 2018: Tarifa de Venta en Bloque de energía eléctrica).	17/05/2018	39	https://youtu.be/C65lvPXn7wM	140	343
Resolución CREG 038 de 2018 sobre autogeneración en zonas no interconectadas.	18/07/2018	51	https://youtu.be/Vve21iQ9KMY	163	510
Propuesta de modificación del código de redes	18/07/2018	123	NA		
Resolución CREG 104 de 2018: Subasta para la asignación de las obligaciones de energía en firme.	14/09/2018	100	https://youtu.be/3NqBeP1MP0	NA	495
Resolución CREG 114 de 2018: Mecanismos para la comercialización de energía eléctrica	12/10/2018	72	https://youtu.be/ZMAuAcT_BXc	25	155
Obligaciones y reglas de comportamiento para agentes	17/10/2018	91	https://youtu.be/RVna1PXXF_s	14	509
Servicios complementarios en el Sistema Interconectado Nacional	30/10/2018	66	https://youtu.be/NZX6PFQO2rw	302	78

Propuestas de modificación para la actualización del Código de Redes	15/11/2018	42	https://youtu.be/BTHM0beG1ok	947	192
Resultados del estudio para la modernización del mercado Spot	29/11/2018	90	https://youtu.be/lA7sK48y70s	NA	306
Servicios complementarios en el Sistema Interconectado Nacional	17/12/2018	28	https://youtu.be/UeF_glfccQ	108	130
Total		1.285		2.930	1.865

El total de usuarios que asistieron a los talleres realizados por la CREG durante 2018 fue de 1.285. De los 16 talleres, 11 se transmitieron a través del portal web de la CREG, logrando una conectividad de 2.930 usuarios. Así mismo, con corte a enero 24 de 2019, se totalizaron 1.865 visualizaciones de los videos citados, los cuales fueron publicados en el canal “Comisión CREG” de Youtube, con lo que se dio un mayor alcance a la ciudadanía interesada en la regulación.

5.1.3 Publicaciones

Con el objetivo de facilitar a la ciudadanía la comprensión de la regulación expedida por la entidad, la CREG elaboró y divulgó a través de diferentes espacios de participación ciudadana (talleres, audiencias, ferias del servicio al ciudadano), las siguientes cartillas informativas en formato digital e impreso:



- Guía rápida sobre el aplicativo de Obligaciones de Energía Firme (OEF).
- Informe de Gestión de la CREG de 2017.
- Reglas para la autogeneración a pequeña escala en el Sistema Interconectado Nacional.
- Reglas para la autogeneración a pequeña escala en las Zonas No Interconectadas.

5.2. Peticiones Quejas y Reclamos

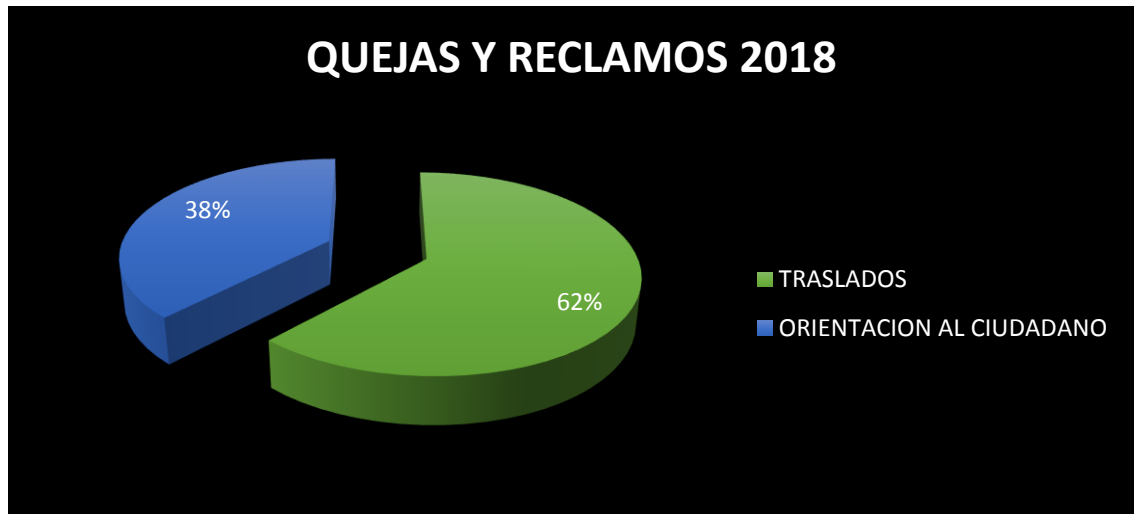
Durante el año 2018, la CREG recibió y atendieron 2.656 peticiones, quejas, reclamos y sugerencias, PQRS, clasificadas así:

TABLA 1. Total, de peticiones quejas y reclamos

PQRS	NÚMERO
Consultas	826
Interés General y Particular	979
Quejas y Reclamos	440
Solicitud de Información	273
Entrega de Documentos	10
Conceptos de Legalidad	18
Congreso y Entidades de control	92
Autoridad Publica	14
Procesos de información	4
Total	2.656

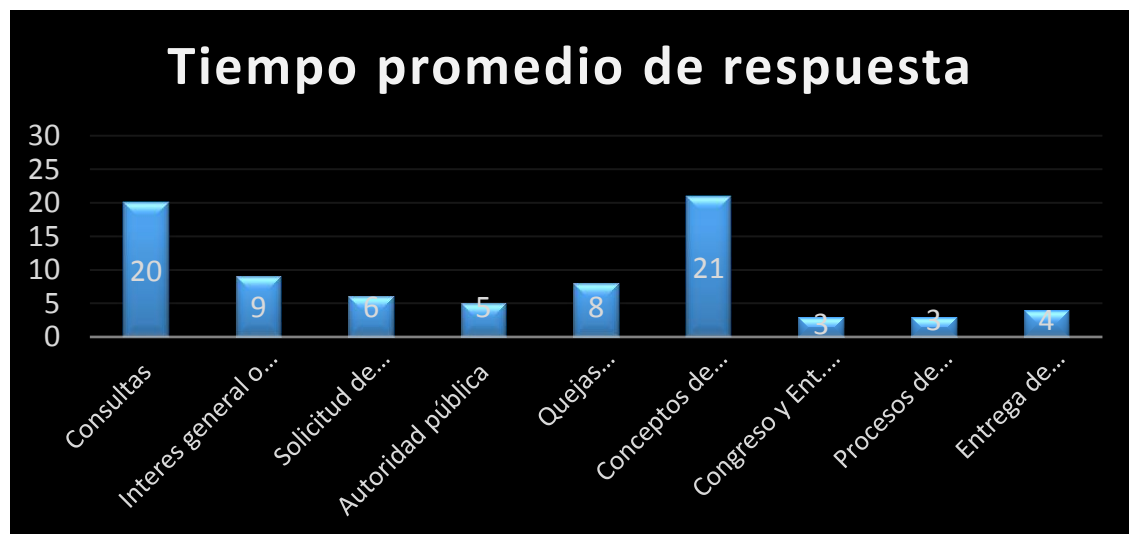
5.2.1 Trámite de las quejas y reclamos

De las quejas y reclamos radicados en la Comisión en 2018, el 62% no fue de competencia de la entidad y fueron trasladadas a los entes competentes, el 38% fue respondido por la entidad, brindando orientación al ciudadano, no obstante que no contenía una queja o reclamo por los servicios prestados por la entidad.



5.2.2 Tiempo promedio de respuesta:

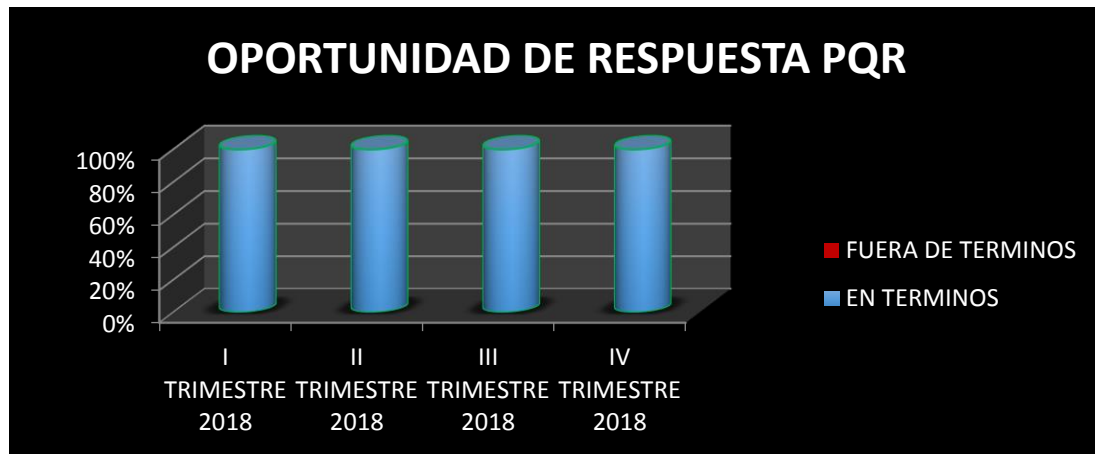
Ahora bien, respecto de los resultados para el año 2018 del proceso de atención de peticiones y consultas, cabe resaltar que el cumplimiento a los términos de respuesta a se mantiene en un 100%, un resultado altamente satisfactorio teniendo en cuenta el aumento en el número de peticiones que se radicaron en el año.



5.2.3 Comportamiento PQRS

Por ultimo, en la siguiente grafica se muestra el comportamiento que se ha tenido en la oportunidad de respuesta a las peticiones en el año 2018, donde se puede

observar la efectividad de las acciones de mejora y mecanismos de control que se han implementado.



5.3. ATENCIÓN DE PROCESOS JUDICIALES

Durante 2018, la CREG tuvo una tasa de éxito del 98% en la defensa judicial, con diez (10) providencias definitivas favorables, doscientos ocho (208) procesos terminados por desistimiento y un (1) fallo desfavorable en primera instancia. Este último fue apelado oportunamente.

Las providencias a favor de la CREG corresponden a tres (3) procesos de nulidad, tres (3) de nulidad y restablecimiento del derecho, dos (2) de reparación directa y dos (2) acciones constitucionales (populares). Los procesos judiciales que terminaron con fallos favorables contabilizaban una contingencia de 83 mil millones de pesos y desistidos contabilizan aproximadamente 3.6 billones de pesos. En consecuencia, el cierre del año los procesos judiciales disminuyeron en un 81% frente al 31 de diciembre de 2017.

A 30 de diciembre de 2018 cursaban 54 procesos judiciales en contra de la CREG, distribuidos por tipo de acción, así:

Medio de Control	CANTIDAD
Nulidad	12
Nulidad y Restablecimiento del Derecho	16
Reparación Directa	7
Contractual	2

Protección de los Derechos e Intereses Colectivos (Acción Popular)	7
Reparación de los Prejuicios causados a un grupo (Acción de Grupo)	9
Acción de Repetición	1
Total	54

5.4. Sistema de gestión de calidad

El Sistema de Gestión de Calidad (SGC), permite a la entidad planear, ejecutar, verificar y mejorar las actividades que contribuyen al desempeño y cumplimiento de los objetivos estratégicos institucionales, lo cual brinda a los clientes oportunidad, calidad, claridad y confianza, permitiendo aumentar la satisfacción de sus necesidades mediante el cumplimiento de los requisitos.

El propósito de la CREG fue el mantenimiento, mejora y mayor compromiso con el Sistema de Gestión de Calidad en la norma ISO 9001:2015, permitiendo generar estrategias para la mejora de la gestión, aplicación de sus procesos y procedimientos, y asegurando la conformidad de lo planificado mediante la eficacia, eficiencia y efectividad; en procura de buen desempeño de las actividades y la satisfacción de los clientes en cuanto al servicio que presta la entidad.

Para ello, el Sistema de Gestión de Calidad ha permitido mantener actualizados los documentos, controles e indicadores de acuerdo a las actividades que desarrolla cada proceso, generar acciones de mejora, capacitaciones, mesas de trabajo, asesorías, seguimientos continuos del comportamiento de los procesos, auditorias y revisiones por la dirección donde se evaluó la conformidad del sistema.

Es importante resaltar el compromiso de la dirección, lo cual ha permitido generar cultura en la entidad con el Sistema Gestión de Calidad e incentivar a la mejora continua.

La CREG, mantuvo la certificación del sistema de gestión de calidad bajo la norma ISO 9001:2015, de todos sus procesos, con cero no conformidades al siguiente alcance: "Regulación económica de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible y regulación económica de los servicios públicos de combustibles líquidos".

Para 2019 la CREG deberá hacer seguimiento a los resultados obtenidos, a los planes de mejora establecidos en los procesos, análisis de contexto de la entidad, riesgos y oportunidades, matriz de clientes y/o partes interesadas, planificación y revisión del

diseño de la regulación, los cuales permiten el mejoramiento de la gestión institucional y satisfacción de las necesidades de sus clientes y partes interesadas.

5.5. Control Interno

El proceso de Gestión de Control y Evaluación llevó a cabo las funciones enmarcadas en los roles asignados a Control Interno. Se desarrollaron las siguientes actividades, las cuales fueron presentadas y aprobadas dentro del Plan Anual de Auditorías Internas (PAAI) 2018 por parte del Comité Institucional de Coordinación de Control Interno, así:

5.5.1 Liderazgo Estratégico

Control Interno, como soporte estratégico para la toma de decisiones de la Dirección Ejecutiva, presentó informes con observaciones y recomendaciones y generó alertas ante situaciones que afectarían el cumplimiento de los objetivos de la Comisión. Los informes producto de las auditorías y seguimientos, adicional a que fueron socializados con los líderes de procesos, fueron difundidos al Director Ejecutivo y en los casos más relevantes al Comité Interno de Coordinación de Control Interno - CICCÍ.

Dentro de las actividades realizadas se destacan las reuniones realizadas con la Dirección Ejecutiva, donde se trataron temas específicos relacionados con las observaciones y recomendaciones dadas por Control Interno en sus informes de seguimiento a la gestión, presentación al CICCÍ los resultados de la evaluación efectuada a la operación de la primera y segunda línea de defensa, asesoría en la gestión del riesgo, presentación y aprobación del Estatuto de Control Interno y el Código de Ética del Auditor e informes de revisión por la Dirección.

5.5.2 Enfoque hacia la prevención

A través de la asesoría realizada por Control Interno, acompañó con voz, pero sin voto los diferentes comités a los que fue invitado, como el de compras, calidad, gestión y desempeño. Así mismo, con la participación del proceso de Proyección Corporativa y Relaciones con el Entorno, se adelantó la campaña de autocontrol. Hubo acompañamiento en el Comité Sectorial de Control Interno, en donde se funge como Secretario del mismo. Se adelantaron mesas de trabajo con diferentes líderes de procesos (primera y segunda línea de defensa), desarrollando temas como: observaciones y planes de mejoramiento producto de las auditorías adelantadas por la CGR, presentación de matriz de Gobierno digital, cumplimiento de la Ley 1712/14 (Transparencia y acceso a la información), construcción planes de mejoramiento producto de auditorías internas.

5.5.3 Relación con entes externos de control

Control Interno como puente entre los entes externos de control y la entidad, solicitó y consolidó la información de las diferentes áreas para la elaboración y presentación dentro de los términos establecidos de los informes a los diferentes entes de control, como:

- Informe Ejecutivo Anual, sobre el avance del Modelo Estándar de Control Interno (Departamento Administrativo de la Función Pública)
- Presentación Informe Pormenorizado del SCI (Cuatrimestral) Art 9 Ley 1474 de 2011 - Página web
- Seguimiento Plan anticorrupción y de atención al ciudadano (art. 73 Ley 1474/11)
- Informe Presidencial de Lucha contra la Corrupción (Directiva Presidencial 01/15)
- Informe Evaluación del Sistema de Control Interno Contable - Anual (Contaduría General de la Nación) – CHIP
- Informe de Evaluación a la Gestión Institucional por dependencias (art. 39 Ley 909/04)
- Informe sobre cumplimiento de normas en materia de derechos de autor sobre software - Anual (Unidad Administrativa Especial de Derechos de Autor) Directiva Presidencial 002/02
- Informe Información Litigiosa a través del Sistema de Información EKOGUI (art. 2,2,3,4,1,14 Decreto 1069/15)
- Informe de austeridad del gasto (art. 2,8,4,8,2 Decreto 1068/15)
- Informe Seguimiento Plan de Mejoramiento CGR – SIRECI
- Informe de cumplimiento del plan de mejoramiento archivístico (Art. 30, Decreto 106/15)
- Consolidación Informe Rendición de Cuentas Fiscal -Contraloría General de la República – SIRECI
- Suscripción Plan de Mejoramiento CGR - SIRECI
- Atención auditorías regulares CGR (Atención requerimientos de información, mesas de trabajo, solución de controversias, plan de mejoramiento)
- Informe Comisión legal de cuentas Cámara de Representantes

5.5.4 Evaluación de la gestión del riesgo

Se efectuó seguimiento a los mapas de riesgos de corrupción con corte a los meses de abril, agosto y diciembre de 2018, publicando los respectivos informes en el link de transparencia y acceso a la información de la Comisión <http://www.creg.gov.co/index.php/es/creg/nuestra-labor/planes-politicas/seguimientos/category/496-seguimientos-mapa-de-riesgos-corrupcion>.

Los riesgos por procesos, fueron evaluados en las diferentes auditorías a los procesos realizados en la vigencia 2018.

El Comité Institucional de Coordinación de Control Interno, efectuó observaciones y recomendaciones a la propuesta de la nueva Política de Administración de Riesgos de la Comisión, quedando pendiente su última versión para aprobación e implementación. Es decir, la Política de Administración de Riesgos vigente, es la que data del año 2014.

5.5.5 Evaluación y seguimiento

Se realizaron las siguientes actividades:

- Arqueos a las cajas menores financiadas con recursos 10 y 16.
- Seguimientos a los compromisos sectoriales del Sistema de Seguimiento a Metas del Gobierno (Sismeg).
- Seguimientos trimestrales del (Sigep).
- Informe a la administración de la entidad sobre la gestión de quejas, sugerencias, reclamos y denuncias (Estatuto Anticorrupción). Adicionalmente, se efectuó seguimiento y reporte trimestral a las denuncias presentadas en el correo asignado para tal fin, así como a las funcionarias encargadas de atenderlas vía telefónica.
- Se efectuaron auditorías a los procesos de Gestión de Bienes y Servicios, Gestión Financiera, Viáticos y gastos de viaje y Comisiones de Servicios, Atención a Procesos Judiciales, Gestión del Talento Humano y Proceso de Proyección Corporativa y Relaciones con el Entorno. Se suscribieron los respectivos planes de mejoramiento.
- Seguimiento trimestral a los planes de mejoramiento suscritos, producto de las auditorías internas a los procesos realizadas.
- Evaluación y seguimiento al proceso de rendición de cuentas en la audiencia pública realizada por la Comisión.
- Realización de informes trimestrales de austeridad del gasto.
- Seguimiento trimestral a la gestión contractual dentro del Sistema de Información de Rendición Electrónica de Cuentas e Informes (Sireci) y los contratos publicados en la página web de la Comisión y los publicados en el Secop II.
- Evaluación institucional por dependencias.
- Seguimiento a convenios suscritos (Icetex).
- Seguimiento trimestral a la ejecución presupuestal de gastos.
- Seguimiento trimestral a la implementación de trámites y “Otros procedimientos administrativos” (OPA) de cara al usuario en el Sistema Único de Información de Trámites (SUIT).
- Seguimiento al Sistema de Gestión de Calidad.
- Seguimiento al Formulario Único Reporte de Avances de la Gestión (Furag).
- Seguimiento a la estrategia de Gobierno en Línea (GEL), actualmente transformada en “Gobierno Digital”.
- Seguimiento cumplimiento ley de cuotas.
- Seguimiento trimestral de cumplimiento a la Ley 1712/14 de Transparencia y Acceso a la Información.
- Seguimiento a indicadores por procesos
- Seguimiento cuatrimestral a la Política Anticorrupción y de Atención al Ciudadano.

En términos generales, el Programa Anual de Auditorías Internas –PAAI 2018 alcanzó la siguiente ejecución:

RESUMEN			
ROLES CONTROL INTERNO	META 2018	EJECUTADO	% EJECUCION
Liderazgo Estratégico	13	11	85%
Enfoque hacia la Prevención	14	14	100%
Relación con Entes Externos de Control	27	27	100%
Evaluación de la Gestión del Riesgo	8	8	100%
Evaluación y Seguimiento	86	77	90%
OTROS (Proceso GCE)	11	11	100%
TOTAL	159	148	93%

6. GESTIÓN ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA

6.1. Gestión Humana

En el plan estratégico de Talento Humano 2017 – 2021 se desarrollaron las siguientes actividades dentro de las líneas de acción propuestas:

6.1.1 Desarrollar capacidades a través de la adopción de buenas prácticas para la gestión del conocimiento propio de la organización:

Se actualizó el plan de capacitación para la vigencia 2018, definiendo cuatro núcleos temáticos que agrupan las acciones de aprendizaje que requiere la CREG para fortalecer y mejorar las competencias de los funcionarios. El cumplimiento de la ejecución fue del 84% con las siguientes actividades:

Núcleo temático	Acciones de aprendizaje	Evaluación
	Se realizaron 8 talleres desarrollando habilidades en: comunicación, inteligencia emocional, cohesión grupal, conversaciones productivas y liderazgo propositivo.	Como resultado de los test aplicados, cada funcionario identificó su nivel de comunicación para hacer conciencia de la brecha que deben trabajar.

Cobertura: 58 funcionarios

Cultura
Organizacional

Se realizaron sesiones colectivas e individuales de coaching con 6 expertos comisionados trabajando en: conversaciones productivas, negociación eficiente para mejorar relacionamiento y liderazgo.

Percepción de mejora individual de los 6 comisionados después de las sesiones de coaching.

Cobertura: 6 funcionarios

Programa voceros: se trabajaron habilidades de manejo de público, presentaciones, lenguaje corporal de acuerdo con el plan de desarrollo individual definido para cada uno.

Mejora de los 9 participantes en la evaluación de postdiagnóstico comparada con la de prediagnóstico del año 2017.

Cobertura: 9 funcionarios.

Análisis de Impacto Normativo: Identificación del problema, diseño de alternativas de regulación, evaluación costo beneficio.

El 96% de los participantes consideró que los contenidos y la organización estuvieron de acuerdo con los objetivos planeados.

Regulación

Cobertura: 30 funcionarios

El 89% consideró que los contenidos se desarrollaron con suficiencia y profundidad.

	Actualización normativa: Diplomado Derecho administrativo, derecho procesal y probatorio.	
	Tendencias regulatorias: Congreso MEM, Andesco y naturgas	Se dio cobertura a las necesidades planteadas por los funcionarios que sirven de base para el desarrollo de sus actividades en el puesto de trabajo.
	Cobertura: 34 funcionarios	
Gestión de la información	Políticas de seguridad de la información.	Con la capacitación se logró sensibilizar a los funcionarios y de acuerdo con los resultados del análisis de indicadores de IT se encontró:
	Ciberseguridad	
	Responsabilidad digital empresarial	
	Uso herramientas lottus	Nº incidentes esperados año 2018: 80
	IPV6	Nº incidentes reportados efectivamente año 2018: 144
	Cobertura: 32 funcionarios	Superando la meta definida inicialmente para el año.
Gestión del conocimiento	Planeación estratégica	Se cumplieron los objetivos planteados para cada una de las capacitaciones en un 90%, de acuerdo a la población a quien estaba dirigida.
	Gestión documental	
	Modelo de Integrado de Planeación y Gestión - MIPG	
	Diplomado de Gestión Financiera	
	Gestión riesgos	Dominio del inglés: Los funcionarios avanzaron en su nivel de dominio del inglés frente a la evaluación inicial.
	Contratación pública	
	Dominio del Inglés	
	Acciones de mejora	
	Seguridad y salud en el trabajo	Se considera necesario reforzar en las temáticas de MIPG y acciones de mejora.
	Cobertura: 50 funcionarios	

De acuerdo con la auditoría de calidad, se sugiere estandarizar un procedimiento o en el programa, los criterios y requisitos para realizar la medición del impacto de las capacitaciones de acuerdo a las condiciones de cada capacitación (intensidad horaria, presupuesto y competencias, entre otras).

6.1.2 Fortalecer la cultura organizacional reforzando valores institucionales, potenciando hábitos para el aprendizaje en equipo y aplicando prácticas de salario emocional:

Se socializó el Código de Integridad en cada actividad de inducción – reinducción. Se realizaron 5 campañas en la vigencia 2018 con el área de Proyección Corporativa para reforzar la práctica de nuestros valores en las actividades de Bienestar. El 95% de los funcionarios disfrutó de los beneficios para el día de la familia. El 48% disfrutó el medio día de cumpleaños enmarcado en la política de salario emocional.

Se aplicó la encuesta de medición de clima organizacional, en la cual se identifica una mejora en la percepción de los funcionarios respecto del año 2016 frente a variables como: comunicación, trabajo en equipo, compensación y beneficios, condiciones de trabajo.

6.1.3 Desarrollo del Plan de Bienestar e incentivos

Se realizaron 2 ferias de servicio en el año, así como la celebración trimestral de cumpleaños de los servidores públicos de la Entidad y se promovieron los servicios de la caja de compensación. Se creó en la intranet “Intracreg” un banner llamado ¡CREG, es Bienestar!, para divulgar y promover beneficios incluyendo el programa “Servimos” y las diferentes alianzas para los colaboradores.

Se realizaron actividades de integración como: caminata ecológica en el mes de agosto, torneo de bolos en el mes de septiembre/octubre, concurso de disfraces, entre otros. De igual manera, en el mes de noviembre se realizó la campaña de voluntariado “A llenar la caja con amor”.

Se concluye que, de las 44 actividades realizadas como parte del plan, cada funcionario participó en al menos 1.5 actividades, y que el 99% de los funcionarios pudo disfrutar de alguna actividad.

De acuerdo con la encuesta de satisfacción aplicada a los funcionarios, se obtuvo un 94% de satisfacción en las actividades realizadas en 2018. El 97,1% consideró que las actividades de bienestar realizadas generaron un ambiente de esparcimiento y contribuyeron en la construcción de un ambiente positivo.

Incentivos: se socializó y divulgó el plan de incentivos y lineamientos para los mejores equipos de trabajo desde el mes de febrero, con el fin de motivar la participación de los funcionarios. Se definieron nuevos criterios en el Comité de Evaluación y Desempeño Institucional – MIPG (Modelo Integrado de Planeación y Gestión), para la selección del mejor servidor de libre nombramiento y remoción.

Como aspectos de mejora los funcionarios sugieren, entre otras temas, distribuir las actividades entre primer y segundo semestre para mejorar la participación, coordinar con la agenda de expertos y dar continuidad a las políticas de salario emocional.

6.1.4 Seguridad y Salud en el Trabajo - SST:

Se dio cumplimiento en un 91% al cronograma definido en 2018 para la implementación del Sistema General de Seguridad y Salud en el Trabajo – SG SST.

Se realizaron actividades para promover estilos de vida saludable y conciencia de autocuidado, como la semana de la salud en el mes de julio contando con una participación del 95% de los funcionarios. En septiembre se realizó la campaña de “Corazones saludables”. En el mes de octubre se realizó capacitación en clasificación de residuos con el fin de generar conciencia sobre el impacto que tienen nuestras acciones en el medio ambiente.

Se desarrolló en el mes de noviembre la auditoria del SG SST bajo los parámetros de la Resolución 1111 de 2017, con un resultado de cumplimiento en los requisitos del sistema del 70,75% y con una calificación de moderadamente aceptable. Cinco (5) funcionarios finalizaron y se certificaron en el curso de 50 horas del SGSST, a través de la plataforma de la ARL Colmena.

Se desarrollaron labores de orientación y empoderamiento con los Comités de Convivencia Laboral y Copasst.

Se realizó la gestión de residuos peligrosos a través de los convenios que tiene las copropiedades: pilas con el ambiente, programa Lumina, convenio con la asociación de recicladores ABC Bogotá y, a través de los acuerdos marcos de Colombia Compra Eficiente, se realizaron los programas post consumo para los tóneres de impresoras y fotocopiadoras. Así mismo, se dio cumplimiento a los requisitos de disposición de residuos generados por los vehículos.

Se realizó, con acompañamiento de la ARL, mediciones ambientales de iluminación para definir las acciones de mejora.

Plan de emergencias: se sensibilizó a los funcionarios sobre la importancia de una correcta actuación en situaciones de emergencias, capacitación en primeros auxilios. La CREG participó en 2018, en el simulacro de evacuación distrital realizado en el mes

de octubre obteniendo una mejora en los tiempos respecto del año anterior en las dos sedes donde funciona.

De acuerdo con el informe de resultados de la encuesta de clima laboral, la dimensión de seguridad y salud en el trabajo obtuvo una calificación del (77,5) lo que nos indica que las conductas, acciones y procesos que la organización tiene como cultura son repetitivas y hacen parte de la cotidianeidad.

6.2. Gestión de informática y tecnología

Durante la vigencia correspondiente al año 2018, la Comisión en desarrollo de la gestión del proceso de Informática y Tecnología, adelantó proyectos para apoyar con herramientas tecnológicas la ejecución de las actividades de los procesos estratégicos, tácticos y operativos de la entidad.

Cada uno de los proyectos ejecutados se mantuvo alineado con las disposiciones impartidas por Gobierno Digital y Transparencia por Colombia, y se enmarcó en los lineamientos de las mejores prácticas de ITIL y la metodología PMI para el desarrollo de proyectos.

La gestión financiera se soportó con un proyecto de inversión por un valor total de \$1.416.000.000 (una ejecución del 99,21%), comprometidos.

En ejercicio de la estrategia de servicio, con la definición y diseño de la arquitectura empresarial para la gestión de tecnologías de la información en la entidad y la definición del Plan Estratégico de Tecnología e Informática (PETI), se formuló el proyecto de inversión, con un horizonte de cuatro años para respaldar el portafolio de proyectos propuestos.

Para la operación de servicios de tecnología, la gestión técnica adelantó varios proyectos que lograron la modernización de la plataforma, entre los cuales se pueden citar la actualización de la base de datos Oracle, la planificación para la adopción del protocolo IPv6 y el cambio de Firewall por dos equipos dispuestos en cluster activo-activo.

En la gestión de servicio, la CREG actualizó de forma continua el portal de la entidad y dió cumplimiento a la Ley de Transparencia y del derecho de acceso a la información pública nacional. Adicionalmente, para el tema de accesibilidad se continuó con el Servicio de Interpretación en Línea (SIEL), para las personas sordas, y con el proyecto ConVertic se obtuvo el licenciamiento de JAWS y MAGic para uso de las personas con discapacidad visual y baja visión.

Así mismo, se certificó en nivel 2 el conjunto de datos abiertos de las tarifas de Gas Natural y se continuó con su actualización en el portal de datos abiertos de Colombia. También fue actualizado el índice de información pública, clasificada y reservada y el

inventario de activos de información. Estos proyectos agregaron valor a la entidad ya que con tecnología apalancaron el cumplimiento de sus objetivos.

La gestión de operaciones realizó importantes esfuerzos con la actualización de los sistemas operativos de los servidores y la plataforma Lotus Domino, aprovechando los beneficios generados con las últimas liberaciones por parte de los fabricantes, entre ellos las protecciones de seguridad.

La entidad superó la meta propuesta para el 2018 en el objetivo de uso eficiente del papel, acumulando un ahorro total del 88,5% desde que se inició su medición. Por otra parte, se difundió la nueva política de gobierno digital, se instaló “Wifi Gratis para la gente” y se definió el programa para manejo de residuos tecnológicos.

En la gestión de incidentes, con base en los registros de incidentes se programaron capacitaciones en temas como manejo de agenda, correo, Quick'r, ISODOC y video conferencias que evidencian mayor demanda, y se orientó a los usuarios que más lo requirieron, logrando con esto la optimización del uso de las herramientas tecnológicas con las que cuenta la entidad y el fortalecimiento del dominio de uso y apropiación.

En la gestión de seguridad se ejecutó el programa anual de auditorías al SGSI (Sistema de Gestión de Seguridad de la Información), el plan de capacitación en seguridad, el simulacro con el Datacenter alternativo y se fortaleció el reporte de incidentes de seguridad. Se adelantó la cuarta jornada del día de la seguridad de la información como una fecha ya institucionalizada en la entidad.

En 2019, entre los retos definidos cabe mencionar la ejecución de los proyectos establecidos en el PETI para la vigencia, la certificación del trámite del pago de la contribución con Sello de excelencia de Gobierno Digital, la maduración de los procesos de gestión de servicios en la entidad y la certificación en el sistema de gestión de seguridad de la información.

6.3. Gestión financiera

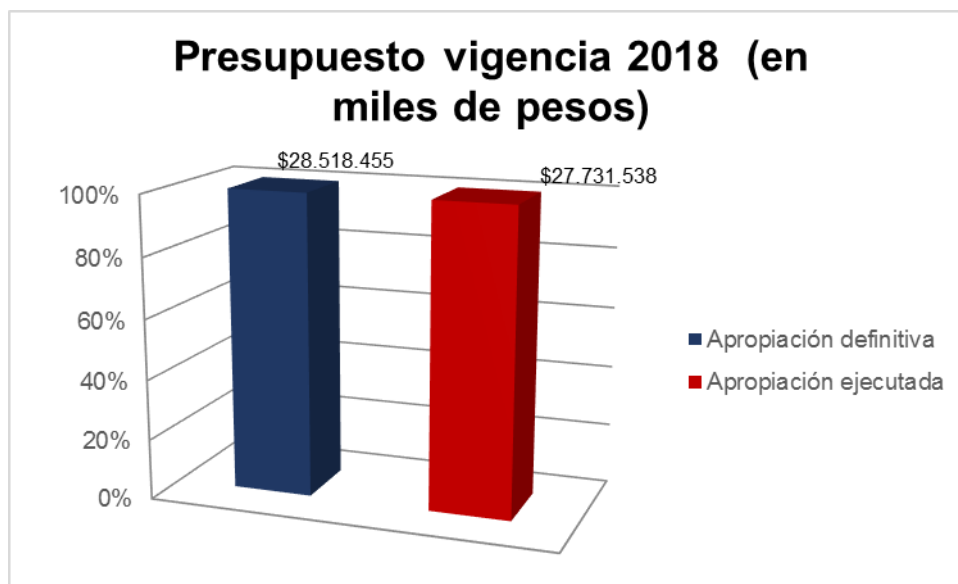
6.3.1 Gestión presupuestal

Mediante la Ley 1873 del 20 de diciembre de 2017, se decretó el presupuesto de Rentas y Recursos de Capital y “Ley de Apropriaciones para la vigencia fiscal del 1° de enero al 31 de diciembre de 2018”.

Con el Decreto 2236 del 27 de diciembre de 2017 se liquidó el Presupuesto General de la Nación para la vigencia fiscal, asignando recursos a la Comisión de Regulación de Energía y Gas para una apropiación definitiva de \$28.518 millones.

La ejecución presupuestal para la vigencia 2017 ascendió a \$27.731 millones, con un porcentaje de ejecución del 97.25% (Ver gráfica de ejecución presupuestal):

Descripción	Apropiación definitiva	Apropiación ejecutada	% Ejecución
Presupuesto vigencia (en miles de pesos)	28.518.455	27.731.538	97,24%



La ejecución presupuestal alcanzada para la vigencia 2018 fue del 97.24%, no se cumplió en el 100%, por las siguientes razones:

a) En el rubro de inversión, la ejecución presupuestal final fue del 93.41%, derivado de la ejecución de los siguientes proyectos:

- Para el proyecto de inversión misional de energía y gas, se logró una ejecución del 93.92%. Un traslado de \$190 millones que se requirió para la contratación de una consultoría llegó de Minhacienda en la última semana de diciembre, no permitiendo adelantar el respectivo proceso de contratación. Igualmente quedaron pendientes por realizar las visitas de verificación de activos de distribución.
- Con relación al proyecto de inversión regulatorio para el sector de combustibles se dejó de ejecutar \$37 millones de pesos es decir el 90.21%.

- Para el proyecto de difusión institucional se alcanzó una ejecución del 78.88%. Quedó pendiente de realizar la elaboración de las cartillas informativas sobre metodologías tarifarias. Igualmente, no se realizaron las audiencias públicas temáticas ni el taller de distribución de Gas.

- b) En el rubro de funcionamiento del presupuesto vigente para gastos de personal por \$15,714 millones de pesos, se alcanzó una ejecución del 98.49%, es decir \$15.477 millones de pesos, en razón a la austeridad en el gasto de horas extras entre otros.
- c) Por otra parte, se generó ahorro en la negociación de los acuerdos marco, en referencia a los contratos suscritos a través de Colombia Compra Eficiente.
- d) La comisión bancaria disminuyó como resultado de la negociación favorable para la entidad en relación al porcentaje de comisión de administración de los recursos del contrato fiduciario.

6.3.2 Gestión contable

Durante el año 2018 se llevó a cabo la aplicación del Marco Normativo Contable para Entidades del Gobierno en cumplimiento con lo señalado en la Ley 1314 de 2009 y reglamentado en la Resolución 533 del 8 de octubre del 2015, emitida por la Contaduría General de la Nación.

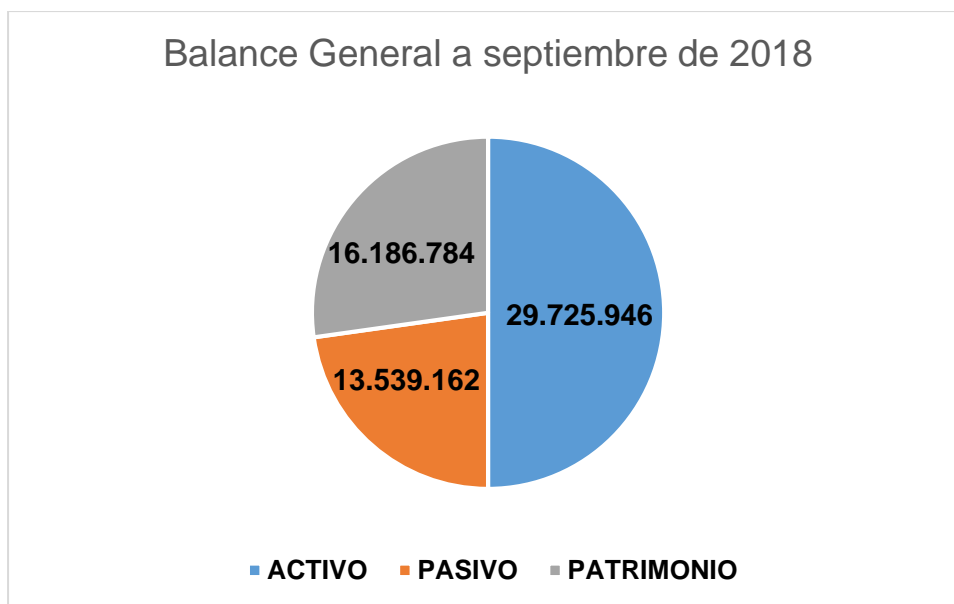
La información contable fue registrada teniendo en cuenta las instrucciones impartidas por la Contaduría General de la Nación, quien definió los procedimientos a aplicar para la determinación de los saldos iniciales y las instrucciones para la transición al nuevo marco normativo para las entidades de gobierno. Por ello, la información contable presentada para el año 2018 no se puede comparar en el mismo periodo del año inmediatamente anterior.

Hasta el periodo contable finalizado al 31 de diciembre de 2017, la CREG, preparó sus estados financieros de acuerdo con el régimen de contabilidad pública establecido en la resolución 354 de 2007. Para todos los efectos legales, los estados financieros al 31 de diciembre de 2017 fueron los últimos estados financieros presentados conforme al régimen de contabilidad pública anterior.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, a septiembre 30 de 2018 presentó el balance general ajustado a la normatividad expedida por la CGN, aplicada al sector gobierno y vinculado al ambiente SIF II Nación. (Ver gráfica Balance General).

Cifras en miles de pesos

Descripción	Sep. / 2018
ACTIVO	29.725.946
PASIVO	13.539.162
PATRIMONIO	16.186.784



Dentro del balance general encontramos el activo, que está conformado de acuerdo con las cifras más representativas en otros activos o recursos entregados en administración con un 50%, y las propiedades, planta y equipo, igualmente con 50%.

En el pasivo se encuentran las cuentas por pagar con un 90%, los beneficios a empleados con 10% y las provisiones con tan solo un 1%.

Por último, el patrimonio lo compone básicamente el capital fiscal, el resultado del ejercicio y el impacto por la transición al nuevo marco contable.

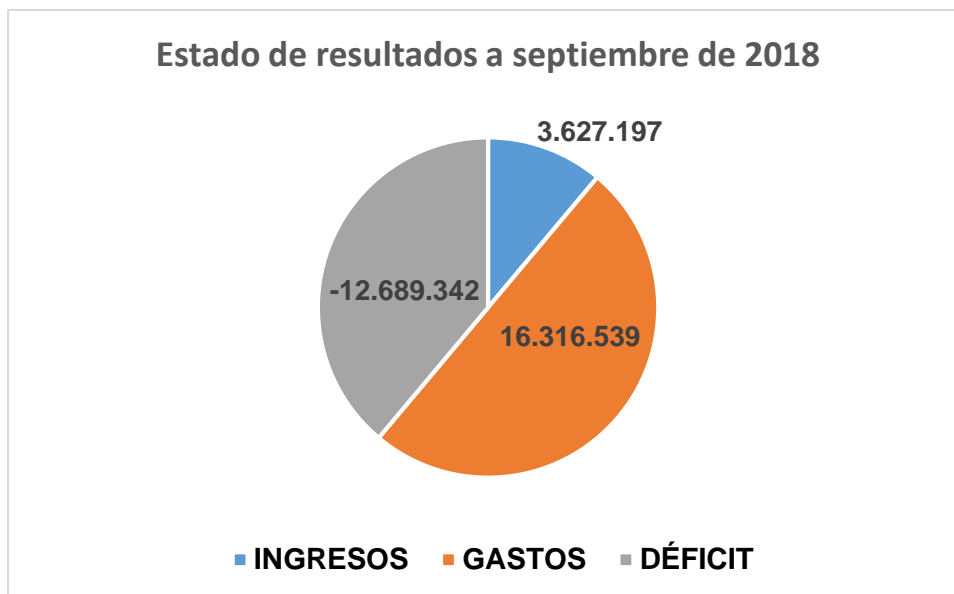
Estado de resultados

A continuación, se presentan las cifras totales del estado de resultados a septiembre 30 de 2018. (Ver gráfica)

Cifras en miles de pesos

Descripción	Sep / 2018
INGRESOS	3.627.197

GASTOS	16.316.539
DÉFICIT	-12.689.342



La entidad, al cierre del 30 de septiembre de 2018, no registra ingresos operacionales, dada su naturaleza conforme a la Ley 142 y 143, y el decreto 2461 de 1999, Artículo 21. Los ingresos no operacionales están constituidos por rendimientos financieros de operaciones en las cuentas del encargo fiduciario, los cuales se calculan de conformidad con las normas legales y la circular externa emitida por el Banco de la Republica, son abonados directamente a la cuenta destinada para tal fin.

El valor de los gastos corresponde en su mayoría a los operacionales generados por la CREG, por los diferentes conceptos en los cuales ha incurrido la entidad en desarrollo de las actividades propias dentro del marco regulatorio y su objeto social. Los conceptos que agrupan esta cuenta son principalmente sueldos y salarios, contribuciones efectivas, aportes de nómina, prestaciones sociales, gastos de personal diversos, gastos generales, impuestos, contribuciones y tasas, deterioro, depreciaciones, amortizaciones y provisiones.

El déficit se estabiliza una vez la CREG reciba el ingreso producto del cobro de la resolución de contribución, donde se calcula el valor de contribución aplicable a las empresas reguladas durante la vigencia, la cual debe ser cancelada en el último trimestre del año.

6.4. Gestión de bienes y servicios

En ejercicio de las atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los decretos 1524 y 2253 de 1994, las cuales le confieren un régimen especial de contratación, la CREG ha venido cumpliendo con los principios y procedimientos establecidos en la Ley y en su manual de contratación, realizando la adquisición de bienes y servicios necesarios para el cumplimiento de los objetivos propuestos por la CREG.

Durante la vigencia 2018 se suscribieron noventa y tres (93) contratos por un valor de \$ 6.213.534.961 distribuidos así:

RUBRO	2017
Funcionamiento	\$817.276.010
Inversión	\$5.396.258.951
Total	\$6.213.534.961

La contratación suscrita a través de los rubros de inversión respondió oportunamente a las necesidades requeridas por la CREG, los cuales se realizaron a través de las consultorías de orden nacional e internacional, en temas relacionados con:

- “Realizar una propuesta regulatoria encaminada a la implementación de un mercado spot de energía caracterizado por: un despacho vinculante, mercados intradiarios y mecanismos de balance”.
- “Consultoría para obtener un conjunto de indicadores que permitan hacer seguimiento a la integración de SDE y que a su vez permitan evaluar sus impactos en las redes a las que se conectan, tanto técnica como económicamente, de tal forma que sean base para la toma de decisiones regulatorias en términos de la definición de etapas de integración, remuneración, asignación de responsabilidades, entre otros.”
- “Consultoría para hacer el análisis y propuestas de reglamentación de los Servicios Complementarios que se requieren en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), teniendo en cuenta la penetración de generación intermitente y nuevas tecnologías en alta y baja tensión, de acuerdo con las características descritas en el alcance de los términos de referencia establecidos en el concurso 003 de 2018”.
- “Realizar la revisión y desarrollo detallado de los temas que deben ser considerados por la CREG en la actualización del Código de Redes, en aspectos relacionados con: la planeación, conexión y operación de las redes del STN, STR y los nuevos desarrollos en transmisión de energía; la conexión y operación de

las diferentes fuentes de generación, en particular las renovables; los sistemas de almacenamiento y la conexión de cargas.”

- “Prestación de servicios de consultoría para el diseño de indicadores de seguimiento y evaluación de la integración de la autogeneración y la generación distribuida en el sistema interconectado nacional”.

Durante la vigencia 2018, la CREG adelantó sus procesos de contratación a través de la plataforma SECOP II, en cumplimiento a los lineamientos generales de Colombia Compra Eficiente para entidades de régimen especial. Con lo anterior se obtuvo como resultado, procesos de contratación más rápidos, eficientes sin perder la transparencia de los mismos.

De igual manera, la CREG continuará realizando las compras que se encuentren incluidas en la tienda virtual del estado colombiano Colombia Compra Eficiente (CCE), dentro de los acuerdos marco de precios suscritos con los diferentes proveedores, ya que ello permitirá obtener importantes beneficios económicos para la entidad.

6.4 Gestión Documental

La CREG continúa con las gestiones propias de la administración documental, en cuanto a custodia, conservación, almacenamiento, organización y retención documental, establecidas en la Ley General de Archivos y demás normatividad archivística vigente, para lo cual se llevó a cabo seguimiento y actualización de los procedimientos propios de esta área y las tareas a continuación descritas:

- Se comenzó con la implementación de las tablas de retención documental (TRD) adoptadas mediante resolución administrativa 019 del 13 de febrero de 2018.
- Se elaboraron las tablas de valoración documental con el fin de intervenir el archivo central de la entidad.
- Se realizó actualización de los instrumentos archivísticos, Plan Institucional de Archivo (PINAR) y Programa de Gestión Documental (PGD) con vigencia 2018, dando cumplimiento a la Ley 1712 de 2014.
- Se elaboró y aprobó el modelo de requisitos del sistema de gestión de documentos electrónicos de la CREG, cumpliendo así con el cronograma de metas a corto plazo establecido en el programa de gestión documental.
- Se realizó el contrato 2018-091, atendiendo la autorización de vigencias futuras del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en su oficio 2-2018-037884 del 19 de octubre de 2018, para la prestación del servicio de administración de la gestión documental de la CREG y la custodia del archivo central, por un periodo de cuarenta y cuatro (44) meses, dando inicio el 18 de diciembre de 2018 y teniendo como finalización el 31 de julio de 2022.

7. Glosario de términos

AGC: Regulación Secundaria de Frecuencia

AOM: Administración, Operación y Mantenimiento

Arconel: Agencia de Regulación y Control de Electricidad

ASE: Áreas de servicio exclusivo

ASIC: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales

CAN: Comunidad Andina

Canrel: Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad

CGN: Contraloría General de la Nación

CND: Centro Nacional de Despacho

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

CROM: Capacidad de respaldo de operaciones en el mercado

CU: Costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica

DDV: Demanda Desconectable Voluntaria

ERCOT: Electric Reliability Council of Texas

FNCER: Fuentes no convencionales de energía renovable

Furag: Formulario Único Reporte de Avances de la Gestión

GEL: Gobierno en Línea, actualmente transformada en “Gobierno Digital”.

LAC: Liquidador y Administrador de Cuentas

MIPG: Modelo Integrado de Planeación y Gestión

OEF: Obligaciones de Energía Firme

OPA: Otros procedimientos administrativos de cara al usuario

OPC: Ofertas Públicas de Cantidades
PAAI: Plan Anual de Auditorías Internas
PETI: Plan Estratégico de Tecnología e Informática
Plan Institucional de Archivo (PINAR)
PME: Precio Marginal de Escasez
Programa de Gestión Documental (PGD)
RUT: Reglamento Único de Transporte de gas natural
Secop: Sistema Electrónico para la Contratación Pública
SFV: Proyecto solar fotovoltaico
SG SST: Sistema General de Seguridad y Salud en el Trabajo
SGC: Sistema de Gestión de Calidad
SGSI: Sistema de Gestión de Seguridad de la Información
SIEL: Servicio de Interpretación en Línea
Sigep: Sistema de Información y Gestión del Empleo Público
SIN: Sistema Interconectado Nacional
Sireci: Sistema de Información de Rendición Electrónica de Cuentas e Informes
Sismeg: Sistema de Seguimiento a Metas del Gobierno
SNT: Sistema Nacional de Transporte de gas
SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
STN: Sistema de Transmisión Nacional
STN: Sistema de Transmisión Nacional
SUIT: Sistema Único de Información de Trámites
TIE: Transacciones Internacionales de Energía
UPME: Unidad de Planeación Minero Energético