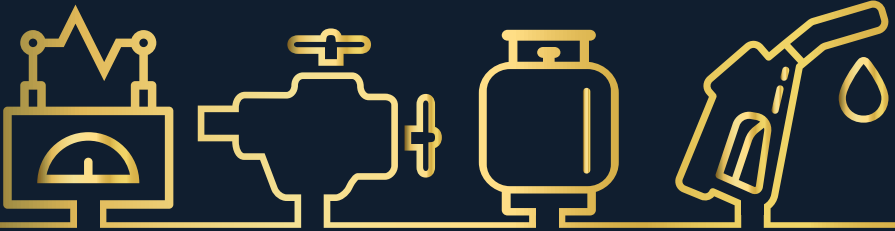




El futuro
es de todos

Minenergía

25 AÑOS DE REGULACIÓN EN EL SECTOR ENERGÉTICO



CREG

Comisión de Regulación
de Energía y Gas

ÍNDICE



El apagón que encendió una luz en el sector energético - 1992	10
Las fuerzas inspiradoras de la CRE - 1993	11
Las leyes rectoras de un nuevo modelo - 1994	12
La llegada de la Bolsa de Energía - 1995	14
Suministro de gas con enfoque integral - 1996	16
Un viraje en el marco regulatorio - 1997	17
La transmisión y distribución como columna vertebral del sistema - 1997	18
Energía eléctrica de calidad para todos - 1998	19
El gas llegó para quedarse - 1997 - 1999	20
Un tesoro llamado Cusiana, Cupiagua y Guajira - 2000	21
Los ojos puestos sobre el Mercado Mayorista de Energía - 2001	22
De capacidad a confiabilidad - 2006	23
La llegada de las subastas - 2008	29
La cogeneración de energía - 2010	30
Señal de continuidad para el GLP - 2011	32
Revisiones en cada hogar - 2012	34
La ruta de calidad no se improvisa - 2012	36
Hogares más seguros gracias a la CREG - 2013	37
Estructuración de la CREG - 2013	38
Mirando hacia el futuro energético - 2014/2018	39
El sector y los cambios naturales - 2015	41
Comercio de biogás y biometano, una realidad- 2016	42
Una obra que se convierte en garantía - 2013 - 2016	43
Una regulación más confiable - 2017	44
Un camino hacia la autogeneración - 2015 - 2019	45
Un futuro con miras a una matriz más limpia y una Regulación flexible - 2018	46
Intercambio de energía con países vecinos - 2003 - 2019	47
Flexibilización, el nuevo norte regulatorio	48

EDITORIAL

**Por Christian Jaramillo Herrera,
Director de la CREG.**

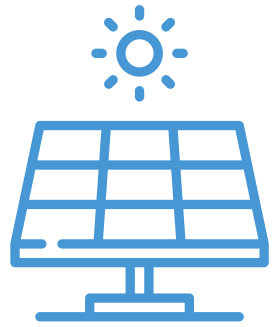
La CREG cumple 25 años. El cuarto de siglo posterior a la expedición de las leyes 142 y 143 de 1994, hijas de la Constitución de 1991, ha visto cambiar al país profundamente. La Constitución definió un Estado mucho más incluyente y proactivo en su responsabilidad social, con una promesa de asumir un rol a la vez más amplio y profundo en la prestación de servicios públicos, y mucho más ambicioso en términos de cobertura e impacto en bienestar.

En el ámbito particular de los servicios públicos domiciliarios, el sector ha respondido a ese reto con coraje, empeño y con resultados.

En estos 25 años el camino del país ha sido retador. Son años que vieron el auge del narcotráfico, el recrudecimiento del accionar de grupos armados en el cambio de siglo, la crisis económica y fiscal de 1999, y luego los esfuerzos y tensiones políticas y fiscales asociadas al fortalecimiento militar del Estado durante la campaña de Seguridad Democrática y la gestión posterior del Acuerdo de Paz. Es con este trasfondo, o tal vez mejor, en medio de estos eventos, que el sector ha logrado llevar energía eléctrica y gas combustible a un número cada vez mayor de colombianos, mejorando la calidad del diario vivir y sus oportunidades económicas.

Pero la Constitución de 1991 hizo también una propuesta de cambio en otro sentido, una propuesta de construir otra clase de institucionalidad. De trabajar mucho más imbricadamente con la iniciativa privada; de reforzar y aprovechar las libertades económicas, siempre teniendo muy presente por supuesto que esas libertades van acompañadas de una función social. Esta propuesta de institucionalidad ha tenido sus principales representantes en el sector salud, y en el nuestro, el de servicios públicos domiciliarios.

La construcción de institucionalidad es un arte difícil. No hay una receta; es siempre un ejercicio de persuasión y construcción de confianza antes que uno de autoridad. Y es ante todo un ejercicio de voluntad, perseverancia y visión. En esto, también, los sectores de energía y gas son un ejemplo estelar, nacional e internacionalmente. Ustedes, amables lectores, y nosotros en la CREG, nos enorgullecimos de haber sido parte y artífices de la institucionalidad que eficazmente ha logrado navegar estos 25 años, con los contratiempos propios de todo barco en la travesía, pero manteniendo el rumbo y respondiendo cuando ha sido necesario



para evitar los escollos. Sea este el momento de celebrar nuestro emprendimiento común, con las entidades del Estado que nos acompañan - el MME, la SSPD, la UPME, el IPSE -, con los agentes del sector privado que son el motor y, sobre todo, con los usuarios que son nuestra razón de ser.

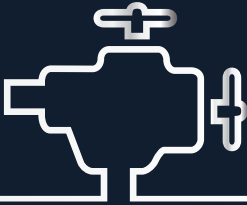
Nuestra travesía continúa. Inevitable, pero a la vez afortunadamente, tenemos nuevos retos que enfrentar; nuestras metas que evolucionan con el país. Además, desde 2013 la CREG asumió responsabilidades en otro servicio público: combustibles líquidos, que viene con sus propios retos. Algunos retos son conocidos - cobertura, calidad, abastecimiento, confiabilidad -, pero llegan otros que nos alegran la vida. La transformación energética está aquí. Por primera vez la dirección del flujo de energía en el sistema eléctrico puede cambiar, los usuarios van a ser también generadores, y en todo caso van a autogestionarse más agresivamente. En ambos servicios públicos, y en combustibles, la gestión medioambiental de comunidades y gobiernos locales nos exige una comunicación más eficaz con el público fuera del sector. Y en todo nuestro quehacer nuestros usuarios son cada vez más vocales, más empoderados, más democráticos.

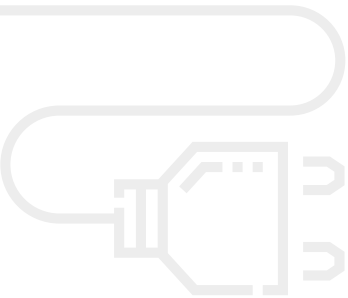
Estamos listos ¡Adelante hacia los segundos 25 años!

**DESDE 1994
ARBITRANDO
EL SECTOR**



Comisión de Regulación
de Energía y Gas





El apagón que encendió una luz en el sector energético - 1992

Transcurría el año 1992 y Colombia entera afrontaba los estragos de un fuerte fenómeno de El Niño que había llegado con gran intensidad. Las altas temperaturas del evento climatológico crearon sequías prolongadas que disminuyeron ostensiblemente los niveles de los embalses, en un momento en el que la generación de energía en el país dependía en buena medida de las hidroeléctricas.

La insolvencia económica tocaba la puerta de las empresas estatales que componían un ávido sector eléctrico, lo cual dejó en evidencia la debilidad institucional que el mismo adolecía en aquel acontecimiento histórico.

Ante este panorama, el Gobierno Nacional decretó el racionamiento desde el 2 de marzo de 1992, el cual se prolongaría por trece largos meses y obligaría a los colombianos a aprovechar al máximo el día, ya que al caer la noche el país quedaba sin electricidad por varias horas. aquellos ratos serían amenizados por el programa radial La Luciérnaga, que nació ese año con el propósito de acompañar a las familias en la oscuridad.

La crisis que sobrevino con el apagón hizo evidente la necesidad de una reforma de fondo, no solo en lo concerniente a la producción de energía eléctrica, sino de todos los servicios públicos. En ese sentido, el 29 de diciembre de 1992 el Gobierno promulgó el Decreto 2119, con miras a adoptar una política nacional de generación, transmisión, interconexión y distribución de fuentes alternas, así como el establecimiento de normas técnicas para la totalidad de los energéticos.

Dicho decreto reestructuró el Ministerio de Minas y Energía, y dio paso a entidades con carácter de Unidades Administrativas Especiales, como la Unidad de Planeación Minero Energética (Upme), Unidad de Información Minero Energética y la Comisión de Regulación Energética (CRE). A esta última, precisamente, se le encargó regular el ejercicio de las actividades del sector para asegurar la disponibilidad de una oferta eficiente y propiciar la competencia del sector de minas y energía como tarea principal.

La premisa de no vivir nunca más una crisis energética, mucho menos un apagón, en Colombia sería el ímpetu de la serie de hitos regulatorios que se darían en los años siguientes y que tendrían como faro las decisiones de un organismo de alto nivel como la CRE.

Las fuerzas inspiradoras de la CRE - 1993

Casualmente, el apagón de comienzos de los años noventa coincidió con las reformas que Inglaterra había culminado recientemente en beneficio de su sector energético y que fueron impulsadas por Margaret Thatcher.

En aras de aprovechar las soluciones que el país europeo había hallado en medio de un contexto de dificultades institucionales, que se asemejaban a las que atravesaba Colombia, el Gobierno contrató a la firma inglesa Coopers & Lybrand para que propusiera cuál podría ser el mejor modelo organizacional y operativo para el sector. Sus recomendaciones calaron entre los dirigentes nacionales.

A su vez, quienes fueron protagonistas y testigos directos de la gestación de la CRE cuentan que este organismo, al igual que el resto de comisiones regionales que se crearon en ese entonces, fue una herencia de la extinta Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos, encargada de definir las tarifas de servicios públicos domiciliarios (agua, teléfono, aseo y electricidad) en todo el país, por lo que estas nuevas entidades asumieron una función similar.

Así, el 25 de octubre de 1993 se produjo la primera resolución de la CRE, mediante la cual se aclaran los sistemas tarifarios para la Empresa de Energía del Amazonas y la Electrificadora de San Andrés, territorios que se encontraban en su totalidad entre las llamadas áreas no interconectadas.

Cabe mencionar que solo un par de años antes se había expedido una nueva carta magna en Colombia: la Constitución de 1991. La nueva visión de país estuvo basada en un intento de juntar armónicamente las bondades de los dos extremos ideológicos que se disputaban las economías del mundo: el capitalismo y el comunismo.

De ahí en adelante se darían las condiciones para que el sector privado se involucrara en la actividad energética del país; si bien el Estado permanece como el gran responsable de la prestación de este servicio público domiciliario, velará por un ambiente de "libre competencia", así como tendrá la potestad de intervenir y regular hasta donde sea necesario.

Las leyes rectoras de un nuevo modelo - 1994

Desde 1994, la organización del mercado eléctrico colombiano se encaminó a una transformación de fondo. En cuestión de pocos años, un esquema de provisión pública dio paso a uno en el cual conviven la inversión privada y las regulaciones del sector público.

A mediados de ese año, el Congreso de la República expidió la Ley 142 de Servicios Públicos y la Ley 143 Eléctrica, calificadas -por antonomasia- como las bases legales, regulatorias y reglamentarias del nuevo modelo de prestación de los servicios de energía y, por primera vez, se incluyó el gas combustible (natural y propano).

La aplicación de estas leyes dejaría una anécdota para la historia que vale la pena contar. A pesar de que ambas se complementan entre sí y fueron promulgadas casi simultáneamente, sus respectivos organismos administrativos (el Departamento Nacional de Planeación, con la 142, y el Ministerio de Minas y Energía, con la 143) entraron en debate sobre cuál tenía la prelación ante una eventual controversia; se resolvió que la 143 tiene prelación sobre la 142, en relación con la energía eléctrica.

En cualquier caso, el gran aporte de estas disposiciones yace en que dividieron el sector eléctrico en cuatro grandes actividades: generación, comercialización (estas dos como segmentos potencialmente competitivos), transporte y distribución.

Así mismo, confirmó la independencia administrativa, técnica y patrimonial de las comisiones de regulación que el Decreto 2119 de 1992 había creado, como la Comisión de Regulación Energética (CRE) -convertida en 1994 en la actual Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)-, la Unidad de Información Minero Energética (Uime) que posteriormente se unifica con la Unidad de Planeación Minero Energética (Upme).

De esta manera, se procuró dejar atrás la confusión que producían los roles del Estado (hasta entonces diseñador de políticas, regulador y productor del mercado eléctrico del país). Lo anterior, con miras a superar las brechas de sostenibilidad económica y financiamiento, aspectos necesarios para ampliar la cobertura, lograr la transparencia del sector, contar con la confiabilidad y la seguridad requeridas en la operación del sistema, y procurar unos precios eficientes de este servicio.



Subestación eléctrica. / Foto: Archivo El Tiempo.

Esto sentó las bases de un modelo articulado y más fuerte que, aún hoy, mantiene los principios de las leyes 142 y 143 para sortear de la mejor manera los embates de los fenómenos climáticos que cada cierto tiempo azotan a Colombia.

La llegada de la Bolsa de Energía - 1995

Quienes vivieron en carne propia la transformación coinciden en que las reformas implementadas hasta antes de mitades de la década de los noventa representaron un cambio de paradigma entre las relaciones Estado-sector privado, que además hicieron pionera a Colombia en la incorporación de la "libre competencia" (con ciertas reglas) donde antes había monopolios que controlaban empresas estatales.

A pesar de lo retador que es para la entidad procurar el balance perfecto entre la confiabilidad y la eficiencia del servicio de cara al bienestar del consumidor final, por un lado, y la regulación de los agentes del mercado y las tarifas, por otro, la organización siempre ha mantenido un espíritu de independencia y autonomía admirables, tanto así que hacia 1995, por ejemplo, eran muy comunes las divergencias con los ministros.

Con base en las facultades que las leyes 142 y 143 le habían conferido a la naciente CREG, esta Comisión procedió a estructurar el reglamento comercial y de operación para los agentes del mercado interesados en competir en el marco de la actividad energética del país. Esta labor decantó en dos grandes resoluciones.

La Resolución 024 del 13 de julio de 1995 formuló las reglas comerciales del Mercado Mayorista de la Energía Eléctrica en Colombia. Fue un diseño, a grandes rasgos, centrado en el concepto de bolsa de energía en el cual, al igual que ocurre en una bolsa de valores, los precios varían horariamente según la oferta y la demanda; en este caso, la electricidad varía según las propuestas de los generadores.

Día a día, todos los generadores del sistema ofertan la energía que tienen disponible junto a precio, según sus costos de generación, los cuales toman a su vez el precio de los combustibles (gas o carbón) y el valor del agua (que depende de la cantidad que tengan en sus embalses) como insumos necesarios en la producción de electricidad.

Por tanto, las plantas que suministran la energía diariamente son de aquellos agentes generadores que pueden producirla y comercializarla al mejor precio. Ello marcó un hito gracias al nacimiento del Mercado de Energía Mayorista, que sigue vigente en nuestros días, y responde a cómo se determina el precio de la energía.



Torres eléctricas. / Foto: Archivo El Tiempo.

De otro lado, la Resolución 025 del 13 de julio de 1995 estableció un Código de Redes que fuera de la mano con las reglas comerciales adoptadas en la Resolución 024. La piedra angular de dicho Código es precisar las normas técnicas de la operación de plantas en el Sistema Interconectado Nacional.

Además, precisó en dos elementos relevantes, como lo son: primero, el Código de Conexión, es decir, la manera como se conectan las redes de transporte desde las plantas de generación hacia las ciudades y cómo los grandes circuitos de las empresas que la distribuyen al consumidor final se enlazan al Sistema Interconectado Nacional; segundo, el Código de Medida, relacionado con la manera como se mide la energía y sus respectivas reglas técnicas de carácter internacional.

Con las reglas anteriores, se dio inicio a la operación de la Bolsa de Energía, el 20 de julio de 1995.

Suministro de gas con enfoque integral - 1996

Hacia 1996, la consolidación de la CREG era evidente. Puede afirmarse que la labor de esta entidad, en su poco tiempo de existencia, alcanzó el tan ansiado andamiaje institucional apropiado para incorporar, con confianza, a los inversionistas nacionales e internacionales.

Precisamente, uno de los hitos más significativos de aquel año fue la regulación integral de un combustible que había llegado para quedarse: el gas natural domiciliario. Se trata del Código de Distribución, el cual aún está vigente y en el que se establecieron, entre otras cosas, las condiciones de operación de los sistemas de distribución de gas y las reglas de conexión para obtener el servicio, así como las revisiones periódicas (de las cuales se hablará más adelante en este libro). Todo a la luz de crear las condiciones para que, a futuro, el gas constituyera un mercado competitivo.

Esta Resolución constituyó el gran cimiento sobre el cual se soportaría en los años siguientes la regulación del sector de gas natural. En el marco de las discusiones de esta histórica regulación, la preocupación de los expertos de la CREG yacía en cómo lograr que el sector cumpliera con la demanda creciente, de manera eficiente y confiable.

La Resolución, igualmente, precisó conceptos hasta entonces poco abordados, como las Áreas de Servicio Exclusivo, es decir, aquellas geográficas correspondientes a los municipios y otras urbanas sobre las cuales se otorga exclusividad en la distribución domiciliaria de gas natural por redes de tubería, mediante contratos de este tipo. Un gran incentivo de cara a la empresa privada.

Un viraje en el marco regulatorio - 1997

Mientras el sector energético crecía a buen ritmo, también lo hicieron, infortunadamente, ciertas dificultades luego de años en los que la prestación estuvo totalmente en cabeza del Estado, al igual que se vivía una problemática de ineficiencias, poca cobertura, deficiente calidad, mínima inversión y baja competitividad.

Estas circunstancias hicieron necesario definir un nuevo rumbo para el marco regulatorio y normativo, con miras a dotarlo de mayor pertinencia a la luz de principios como transparencia, eficiencia, viabilidad financiera y seguridad, así como con mayor participación de la empresa privada: una reforma estructural de los servicios públicos domiciliarios.

Para cumplir con dicho derrotero, la CREG intervino y propuso la metodología de costeo de la distribución de energía eléctrica, la aprobación de la fórmula tarifaria general y la definición de los costos por prestación del servicio.

Al término de estos acontecimientos, se condensaron los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física en un documento legal, el cual estableció los derechos y deberes de este actor en lo que respecta a facturación, comercialización y, en general, sobre el servicio y la relación entre la empresa y el consumidor final.

La transmisión y distribución como columna vertebral del sistema - 1997

¿Qué sería de un innovador mercado de energía sin una adecuada red que permitiera transportarla para llevarla hasta los usuarios finales?

A la par de los primeros desarrollos en mercados de energía se gestaron las normas para dirigir la sostenibilidad de la transmisión y distribución, actividades que se orientaron bajo una remuneración monopólica en donde la CREG ha afrontado el reto de encontrar el equilibrio entre las tarifas del servicio y la suficiencia financiera de los prestadores de este eslabón de la cadena.

Es así como a finales de la década de los 90 se instauraron modelos de remuneración que impulsaron el crecimiento de los sistemas de transmisión y distribución de energía, permitiendo que se incrementara, de manera importante, la cantidad de colombianos que podían disfrutar del servicio de energía, pasando de un poco más de 70% de habitantes con cobertura del servicio a inicio de los 90, a más del 97% en la actualidad.

Energía eléctrica de calidad para todos - 1998

Para finales de los 90, los paradigmas del sector energético de Colombia seguían transformándose gracias al desarrollo del tejido empresarial, lo que llevó al desarrollo de nuevos esquemas relacionados con la definición de políticas públicas de regulación y control.

A raíz de ello se estableció el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del SIN, que en esencia buscaba proporcionar los requisitos técnicos mínimos y procedimientos para la planeación, el diseño, la construcción y la puesta en servicio de las conexiones a la red.

Entre los logros más significativos de esta reglamentación, se definieron e hicieron operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía eléctrica; se establecieron los procedimientos para la planeación, operación y expansión de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y los Sistemas de Distribución Local- (SDL), así como se determinaron normas para el diseño y la ejecución del plan de inversiones y conexiones al sistema.

A su vez, el gran aporte de lo acontecido en aquella época se basó en darles voz a los usuarios que presentaran dificultades por una prestación ineficiente del servicio, a través de un canal de reclamos más directo con las empresas. Cabe destacar, igualmente, los esfuerzos para la mejora de la calidad del servicio -la bandera de cada una de las nuevas reglamentaciones que emitía la CREG- y la promoción de la competencia.

El gas llegó para quedarse – 1997 - 1999

Para 1997, las bondades del gas combustible maravillaban a los colombianos, para quienes ya era un servicio domiciliario infaltable. Ante este panorama, el Congreso de la República le dio vía libre a la creación de la Empresa Colombiana de Gas (Ecogas), adscrita al Ministerio de Minas y Energía, que desde su primer día se propuso planear, organizar, ampliar, mantener, operar y explotar comercialmente los sistemas de transporte de gas natural propio y ser la entidad encargada de la administración del Centro de Coordinación de Transporte de Gas Natural (CTG).

Teniendo en cuenta el crecimiento de la demanda de este combustible y su masificación en un número cada vez mayor de industrias y hogares, Ecogas se reestructuró en 1999 y se suprimió el CTG. Esto implicó la creación de una nueva regulación que permitiera más cobertura y acceso abierto en igualdad de condiciones para sus usuarios.

El hecho marcó un importante avance en el transporte de gas a la región Caribe, ya que, no solo se cubrían las zonas de La Guajira y Yumbo en el Valle del Cauca, sino que a lo largo de estas dos latitudes se contaba con una gran variedad de ramales que permitían atender las diferentes zonas del país.

Por un Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural seguro, confiable, competitivo y económico, 'ad portas' del Nuevo Milenio, se estableció el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), que dispuso que el Consejo Nacional de Operación (CNO) cumpliera las funciones de asesoría de acuerdo con las condiciones establecidas en dicho RUT.

La Resolución de la CREG, aplicable a todos los agentes que sin distinción hacían uso del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural, buscaba asegurar el acceso abierto, facilitar el desarrollo de mercados de suministro y transporte de gas, estandarizar prácticas y terminología para la industria, y fijar normas y especificaciones de calidad del gas transportado.

También estableció que los transportadores de gas natural debían permitir el acceso a los gasoductos (fuera de su propiedad o estuvieran bajo su control) a cualquier productor-comercializador, distribuidor, usuario regulado o no y, en general, al agente que lo solicitara bajo las mismas condiciones de calidad y seguridad. Esto facilitó, entre otros alcances, que los grandes consumidores compraran gas a productores y contrataran el transporte hasta los sitios de consumo.

Un tesoro llamado Cusiana, Cupiagua y Guajira - 2000

El panorama económico colombiano en los primeros años de la década de los noventa no era alentador; la economía nacional estaba marcada por una fuerte recesión y una ostensible desaceleración en su ritmo de crecimiento. Eran otros tiempos y el petróleo no era, ni de cerca, un jugador en la balanza comercial; es más, los mercados internacionales ni siquiera consideraban a Colombia como una gran nación petrolera, hasta que un par de hallazgos en el subsuelo cambiaría la historia de nuestra matriz energética.

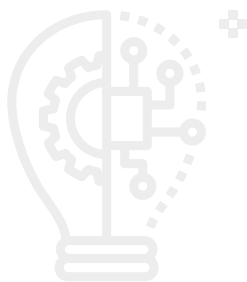
En plena crisis, los hallazgos de Cusiana y Cupiagua, en el departamento de Casanare, permitieron no solo el autoabastecimiento, sino que el país pudiera reencaminarse en la exportación de crudo. Así, el 'oro negro' solventó los problemas económicos existentes.

Estos pozos constituyeron la mayor producción conjunta en el país, con un 95 % de producción de gas reinyectado. En esa década, el consumo de este energético creció a una tasa del 3 %, con lo cual ganó protagonismo en el mercado interno de la mano del Plan de Masificación de Gas Natural.

Así las cosas, el Gobierno Nacional orientó su estrategia a revisar el marco regulatorio de toda la cadena productiva del gas combustible para definir los precios que fortalecieran la competitividad del mercado. Esa tarea contempló mejores prácticas en comercialización, contratación, distribución, sistemas de transporte y divulgación. De esta manera se establecieron los nuevos precios de gas en punto de entrada al Sistema Nacional de Transporte de los campos Cusiana y Cupiagua. En aquella bonanza petrolera y gasífera, el régimen de regulación de precios para los productores-comercializadores de gas natural en el mercado interno fue aprobado con la meta de regular por precios para volúmenes pequeños y medianos de producción, y por cantidades cuando hubiera incrementos importantes en el volumen producido, manteniendo en ambos casos un criterio de rentabilidad y eficiencia.

En el Piedemonte Llanero se aplicó un esquema de precios máximos para incentivar el incremento en la producción y explotación de gas, cuya salida era Cusiana con un valor determinado hasta una producción de 180 millones de pies cúbicos y uno libre cuando fuera mayor.

Al otro extremo del país, aunque las reservas de La Guajira desempeñaron (y lo siguen haciendo) un papel crucial en el abastecimiento del gas. Entre 1990 y 1997 la producción aumentó más del 70 % gracias al incremento de la generación termoeléctrica, que hizo que el país demandará más gas.



Los ojos puestos sobre el Mercado Mayorista de Energía - 2001

Los titulares de prensa hacían alusión a los permanentes atentados contra las torres de energía eléctrica y los sistemas de transmisión y de distribución; era la época del recrudecimiento de la violencia en Colombia, del conflicto armado y de la fuerte contracción económica. Esos eran los temas que marcaban la agenda de los medios de comunicación nacional a finales de los noventa e inicios del nuevo siglo. Aquellos años fueron de pérdidas para el sector eléctrico y, en general, para la economía nacional por causa de una demanda no atendida de electricidad y por el relativo bajo consumo de energía en el país. El hecho se le atribuía, en cierta medida, a la disminución del ingreso real de la población; el año de 1999, por ejemplo, tuvo una de las cifras más bajas en este aspecto. Al tiempo, los precios de la energía negociada en Bolsa registraban una tendencia a la baja.

Lo anterior, sumado a los ataques que sufrió la infraestructura energética por parte de la guerrilla del ELN, especialmente entre 2000 y 2001, dejó al país al borde de un colapso energético que provocó el fraccionamiento del SIN y afectó el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Un fuerte impacto se sintió en los precios del mercado y se sembró la posibilidad de racionamientos, abuso de precios y control por parte de unos pocos agentes.

Entonces, la CREG estableció dos tipos de reglas: la primera, controlar la posición dominante en el mercado diario a través de la Resolución 026 de 2001, la cual definió que la oferta de precios de generadores sería una única oferta para todo el día en COP/MWh y que se debía hacer la declaración de disponibilidad por cada período horario del día en MW; y la segunda, definir la remuneración de plantas de generación térmicas e hidráulicas que aseguran el suministro de energía en las áreas donde existen problemas de redes y que no se despachan por el mercado. Esta última norma, está plasmada en la Resolución 034 de 2001.

De capacidad a confiabilidad - 2006

En la Ley Eléctrica se dieron las directrices que debería tener en cuenta el regulador en la definición de las reglas de mercado de energía mayorista. En especial, el Artículo 23 estableció que el regulador debería crear las condiciones para una oferta energética eficiente y capaz de abastecer la demanda, teniendo en cuenta la capacidad de generación de respaldo.

Ya en 1996 con la Resolución 116, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) había desarrollado el Cargo por Capacidad, que se aplicó durante diez (10) años. Sin embargo, se encontró conveniente ajustarlo, dado que las inversiones no se venían dando al ritmo esperado.

Por eso en octubre de 2006 se expidió un esquema sobre la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el MEM, que reemplazaría al anterior esquema de Cargo por Capacidad; este buscaba garantizarles a los usuarios el beneficio de confiabilidad para la atención de la demanda en situaciones de escasez.

Este mecanismo garantizaba un ingreso fijo anual por megavatio instalado (en USD/MWh), definido mediante subasta y aseguraba que los generadores se mantuvieran disponibles cuando se presentaran situaciones de escasez en el sistema, evitando un nuevo y temido racionamiento. Una normatividad que sigue vigente.

También, les permitió a los generadores contar con un ingreso de dinero fijo, independientemente de la generación diaria en el mercado mayorista asignando el Cargo por Confiabilidad por un periodo de hasta 20 años a plantas nuevas. De esta forma, se reducía el riesgo de su inversión. En últimas, dicha confiabilidad se hacía recíproca y sentaría las bases de nuevos compromisos y el crecimiento del parque de generadores del país.

El parque contempló la atención de la demanda por medio de señales de largo plazo y de la estabilización de los ingresos, garantizando que los precios de la energía en la Bolsa -que finalmente eran trasladados a los usuarios- no superarán un cierto nivel preestablecido por la CREG, conocido como Precio de Escasez. En caso de rebasar ese umbral, los generadores debían generar una cantidad de energía determinada.

Estos compromisos tuvieron nombre propio, se denominaron Obligaciones de Energía Firme (OEF) y su éxito radicaba en permitirles a los generadores hacer inversiones a largo plazo, garantizando así confiabilidad en el sistema.



Estación eléctrica. / Foto: Archivo El Tiempo.

Si bien el Cargo por Confiabilidad comenzó a operar desde diciembre de 2006, la primera asignación de OEF mediante subastas se realizó en mayo de 2008 y solo tuvo vigencia a partir de diciembre de 2012. Desde su inicio, se han adelantado tres procesos de subastas: la primera en 2008, la segunda en 2011 y una tercera en 2019, cuya vigencia inicia en diciembre de 2022.

Todos estos esfuerzos han permitido sortear con éxito los fenómenos de El Niño 2009-2010 y 2015-2016 sin ningún racionamiento de energía. Un logro digno de mención.



1992 - Apagón y creación de la CRE. / Foto: Archivo El Tiempo.



Planta de energía solar de Celsia en Yumbo. / Foto: Archivo El Tiempo.



Cusiana 2011. / Foto: Archivo El Tiempo.



Biogas 2012. / Foto: Archivo El Tiempo.



GLP. / Foto: Archivo El Tiempo.



Energía eléctrica. / Foto: Archivo El Tiempo.



Gas Natural. / Foto: Archivo El Tiempo.



Energía. / Foto: Archivo El Tiempo.



Hidroituango. / Foto: Archivo El Tiempo.



Interconexión eléctrica 2019. / Foto: Archivo El Tiempo.



Transformador. / Foto: Archivo El Tiempo.



Transporte de gas 2005. / Foto: Archivo El Tiempo.



Cupiagua 2017. / Foto: Archivo El Tiempo.



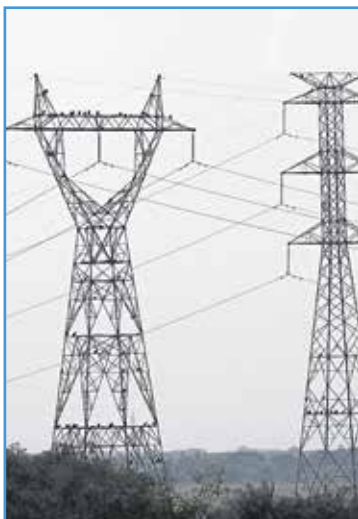
Centro de Control de Gas Natural. / Foto: Archivo El Tiempo.



Energía eólica. / Foto: Archivo El Tiempo.



Energía eléctrica. / Foto: Archivo El Tiempo.



Energía eléctrica. / Foto: Archivo El Tiempo.

La llegada de las subastas - 2008

Por otro lado, la sombra de la informalidad en el sector tuvo su fin en el 2008 cuando el entonces Presidente de la República le otorgó a la CREG la regulación para la venta de gas combustible. Así, se estableció el procedimiento de comercialización de gas natural, que comprendió la subasta para la comercialización de gas natural mayorista desde el productor hasta el comercializador, formalizando dicha actividad.

Ante la tarea asumida por la CREG y su obligación de velar por la transparencia de las subastas para presentar la Producción Disponible y Ofertar en Firme por parte de un productor-comercializador de gas natural (PDOF) al Ministerio de Minas y Energía, se dispuso una guía para su desarrollo.

La búsqueda por regular y formalizar la comercialización y distribución de este servicio público también llegó a la actividad minorista del GLP (Gas Licuado de Petróleo); por eso se estableció el Reglamento de Distribución y Comercialización Minorista de GLP, aplicable a todas las empresas que desarrollaran actividades de distribución y/o comercialización minorista de dicho combustible, así como a los usuarios del mismo.

El reglamento, consecuente con la tarea esencial de la CREG, mantendría la firme intención de asegurar la prestación de GLP de manera segura y de calidad, a través de empresas debidamente establecidas, constituidas y registradas como Empresas de Servicios Públicos, que cumplieran las disposiciones contenidas en los reglamentos técnicos expedidos por los ministerios de Minas y Energía, y el de Transporte.

Tras un objetivo que buscaba cumplir las más altas exigencias, la CREG buscó crear las condiciones y los instrumentos necesarios para la operación eficiente y segura de la distribución y la comercialización minorista de GLP, exigiendo normas y especificaciones técnicas aplicables a cada una de las actividades que la comprendían.

Pero en el año 2008 también tuvo lugar un cambio que pretendía socavar la informalidad y darles más seguridad a los usuarios: la transición de un esquema de parque universal de cilindros a uno marcado, con cilindros de propiedad de los distribuidores. De esta manera se garantizaría, entre otras cosas, la existencia en todo momento de cilindros suficientes para prestar el servicio.

La cogeneración de energía - 2010

La historia de la CREG ha sido orientada a garantizar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, el gas natural y el gas licuado de petróleo, una labor que sin duda nunca ha cesado.

Prueba de ello es una de las regulaciones que permitió la actividad de cogeneración de energía, el procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil, un rubro que para la época necesitaba un marco regulatorio.

Ese proceso inició en el año 2010 mediante un arduo trabajo del Comité Técnico de la entidad con el sector, a través de mesas de trabajo y reuniones de participación y concertación que querían crear reglas claras en beneficio del país y de los principales actores de la región.

Fue así como la CREG, en febrero del 2010, emitió la Resolución 005 por la cual determinó la normativa técnica para que una empresa pudiera ser considerada apta para el proceso de cogeneración de energía.

Esto también permitió que la Comisión determinara los requisitos y las condiciones técnicas que deben cumplir los procesos de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, la realización de pruebas y auditorías a las plantas de cogeneración, e implementaba los sistemas de medición y de reporte. Todo, para conocer cuánta energía útil produciría cada planta.

En el 2013, un informe de seguimiento del Centro Nacional de Despacho (CND) evidenció los primeros resultados positivos de la norma gracias a que las compañías involucradas en el proceso de cogeneración de energía estaban alineadas. Los resultados y procedimientos estuvieron por encima del mínimo exigido en la norma.

Al finalizar el 2017, el CND indicó en su informe anual que el total de energía eléctrica generada por los cogeneradores ascendió a casi 1604GWh, correspondientes a más de ocho días de consumo de todo el SIN.

También indicó que, gracias a la Resolución, que establece la compra de los excedentes de energía a los cogeneradores, en el 2017 fueron inyectados 592GWh al Sistema y vendidos como excedentes, dejando buenos rendimientos para las empresas vinculadas al programa.

A la fecha, cerca de una veintena de complejos agroindustriales, principalmente conformados por los ingenios azucareros ubicados en el Valle del Cauca e industrias de otro tipo, son las grandes cogeneradoras de energía, cuyo parque sigue



Central eléctrica. / Foto: Archivo El Tiempo.

creciendo en el país gracias a las garantías que se han creado para mantener la oferta de cogeneración de energía.

Un informe de la Andi indicó que en el 2017 la capacidad en dichos ingenios fue de 263 MW, un 4% más respecto a la capacidad instalada el año anterior, y se espera un crecimiento de 32% a finales del 2020 comparado con el año de realización del documento.

En la misma línea, la investigación realizada por el gremio más importante de industriales en el país señaló que la capacidad de venta de excedentes de los ingenios fue de 100 MW en 2017, un 7% más con respecto a la capacidad instalada en el 2016. Entre las proyecciones del informe, para el 2020 se espera un crecimiento del 71% respecto al 2017.

En conclusión, esto demuestra la confianza que el sector energético tiene depositada en el sector industrial, tanto en la cogeneración como para el cumplimiento de los marcos regulatorios, los cuales blindan y aseguran el futuro de una actividad tan importante para el sector energético del país, como lo es el de la cogeneración de energía.

Señal de continuidad para el GLP - 2011

En el 2011, se estableció el nuevo reglamento de comercialización mayorista de GLP. Esta serie de normas y la forma como se debía llevar a cabo la comercialización de casi el 100% del producto ofertado en país para el servicio público domiciliario, fueron uno de los aspectos finales de la formalización y estructuración del sector en materia regulatoria, la cual duró aproximadamente 10 años desde la expedición de la Resolución CREG 009 de 2000 y la importante discusión sobre la regulación del precio en la comercialización mayorista que inició desde el año 2005, le siguió la transición e implementación de un esquema de marca en la actividad de distribución y, finalmente, el mecanismo de comercialización a nivel mayorista.

El reglamento tuvo el objetivo asegurar la asignación justa y transparente del GLP, es decir, en igualdad de oportunidades de compra para todos los interesados a través de mecanismos de asignación centralizada y eficiente desde la forma en que se debía llevar a cabo esta actividad, por parte de empresas debidamente establecidas, constituidas y registradas ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Así mismo, se pudo garantizar que la compra y venta de GLP se hiciera formalmente y brindara una señal de continuidad en el suministro del combustible para atender la demanda.

Otro de los fines conseguidos con este reglamento fue evitar que el acceso al producto se convirtiera en una barrera para la competencia en la distribución y comercialización minorista de GLP o en una ventaja para aumentar la posición dominante de algún agente, evitando así una posible monopolización de la comercialización de GLP en el país.

Además, entre otras bondades, se establecieron obligaciones a los comercializadores mayoristas, quienes tuvieron que abstenerse de asumir compromisos de exportación sin haber ofrecido previamente al mercado mayorista todo el GLP del que dispusieran en su momento.

De igual forma, estableció el deber de ofrecer y vender GLP para el suministro al servicio público domiciliario a comercializadores mayoristas, distribuidores o usuarios no regulados, que no cumplieran con los requisitos establecidos en la regulación.

El alcance de esta norma aplicó también a los distribuidores y a los usuarios no regulados cuando compran GLP en el mercado mayorista.



GLP. / Foto: Archivo El Tiempo.

La Comisión definió un mecanismo a efectos de garantizar las obligaciones y deberes previstos en la comercialización mayorista y distribución, preservando el esquema de marca y formalización del sector, para lo cual se empezaron a establecer las capacidades de compra a los distribuidores, que consiste en definir el nivel de GLP en kilogramos que cada agente distribuidor puede comprar a nivel mayorista de acuerdo con el nivel de activos en cilindros y tanques estacionarios.

Posteriormente, la flexibilización en el precio del GLP permitió una mayor oferta de producto, tanto nacional, como de producto importado, dinamizando y promoviendo la entrada de nuevos agentes comercializadores a esta actividad, así como desarrollando nueva infraestructura para la prestación del servicio público domiciliario.

Como lo destacó un informe de la Contraloría General de la República del 2014, las estrategias de política y la normatividad para el desarrollo y la regulación del sector emitidas por la CREG, tuvieron un efecto positivo con el fin de proyectar el mercado del GLP.

De este modo, se logró generar confianza en todas las empresas asociadas a los procesos de comercialización de GLP en el país, cuya comercialización ha ido en aumento, beneficiando a miles de hogares colombianos.



Revisiones en cada hogar – 2012

En los últimos años, una de las regulaciones, de más impacto, establecidas por la CREG fue poner en cintura las revisiones periódicas de gas natural domiciliario.

En el 2012, se estableció que la revisión periódica de las instalaciones internas de gas natural domiciliarias solo debía hacerse una vez cada cinco años. Además, se estipuló que el usuario tiene la potestad de elegir el organismo de inspección a quien se le delega esta actividad, generando competencia en el mercado.

Esta regulación benefició directamente a los usuarios finales, debido a que antes de dicha norma la empresa prestadora del servicio realizaba dos, tres o más revisiones en el mismo periodo de tiempo (cinco años), lo cual generaba molestias en los consumidores y se prestaba para posibles abusos por parte de las compañías suministradores de gas o terceros.

Emitida dicha Resolución, que a la fecha permanece vigente, se obliga a que el distribuidor le notifique al usuario cinco meses antes de que se cumplan los cinco años de la obligación que tiene de hacer la revisión. La norma especificó que la notificación debe ser enviada por el distribuidor al usuario en forma escrita y anexa a la factura del servicio.

A su vez, el Ministerio de Minas y Energía expidió el reglamento técnico para que el usuario pueda escoger el organismo acreditado que le haga la revisión de las instalaciones internas y acordar con este el día y hora de la visita.

La regulación de la revisión periódica estableció que todos los organismos acreditados deben cumplir con las condiciones y los procedimientos establecidos en los reglamentos técnicos.

Entre los logros que arrojó el último ciclo de Revisión Periódica, basado en la norma técnica emitida por la CREG que estableció las condiciones y los procedimientos técnicos, se destaca que no se registraron accidentes fatales en la utilización de gasodomésticos instalados.

Esto se debió, en gran medida, a la responsabilidad de los clientes de hacer un



Control por parte de expertos. / Foto: Archivo El Tiempo.

consumo seguro y al proceso de inspección que aumentó la calidad técnica y de seguridad por parte de las empresas certificadoras.

De esta forma, la regulación emitida por la CREG mejoró las condiciones para el usuario, promovió la competencia aplicando la normatividad técnica, estandarizó los costos de la revisión y garantizó las condiciones de seguridad requeridas para la prestación eficiente de este servicio en los diversos hogares y empresas en el país.

La ruta de calidad no se improvisa – 2012

A lo largo de sus primeros años de historia, el trabajo de la CREG fue reconocido dentro y fuera del país por su independencia, calidad técnica y transparencia. Sin embargo, hacía falta uno de suma importancia: las tan anheladas certificaciones de calidad internacional.

A comienzos del año 2012, luego de un arduo trabajo de más de un año, la entidad obtuvo dos reconocimientos por sus actividades de regulación, atención a las peticiones y consultas, solución de conflictos y arbitramento, y atención de procesos judiciales relacionados con los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible.

Se trató de la ISO 9001:2008, elaborada por la Organización Internacional de Normalización (ISO), que precisa los parámetros para la construcción de un sistema de gestión de la calidad acorde con la misión y visión de las organizaciones.

Por su parte, la NTCGP 1000:2009 es la norma técnica de la gestión pública que hace referencia al buen manejo que se debe tener en las entidades del Estado en el sistema de gestión de calidad y el modelo estándar de control interno (MECI).

Para la CREG, ambos fueron galardones al esfuerzo que se realiza cada día en pro de la mejora de todos sus procesos con enfoque holístico. Por esta razón, no solo se certificó en regulación, sino también en otros aspectos de atención que son importantes para el cumplimiento de la tarea.

Durante la entrega de estas significativas certificaciones, el Icontec aplaudió el proceso adelantado por la Comisión durante estos años, el cual arrojó altísimos indicadores de calidad en desempeño institucional y satisfacción social.

Hogares más seguros gracias a la CREG - 2013

No obstante, además de regular la Bolsa Energética, promover la competencia y, particularmente, garantizarle al país la seguridad energética, esta entidad tiene el orgullo de haber hecho más seguros los hogares colombianos y salvaguardar la vida de miles de personas dando solución a un peligro que pasaba inadvertido.

Hasta antes del año 2010, los cilindros de Gas Licuado de Petróleo (GLP), como también se le conoce al gas propano, eran propiedad del usuario, quien luego debía intercambiar la pipeta vacía por otra llena. Esta situación generaba que los contenedores fueran usados por todas las empresas distribuidoras en un gran parque universal, lo que se traduce en que los cilindros eran propiedad de todos y, al mismo tiempo, de nadie.

Por ello, los controles sobre estos contenedores eran casi inexistentes, lo que incrementaba el riesgo de fugas por deterioro no solo al interior de las viviendas, sino para las mismas compañías responsables del servicio. Aunque muchos usuarios no dimensionaban la gravedad de lo que representaba tener un cilindro en casa sin conocer si cumplía o no con los requerimientos mínimos de funcionamiento, la CREG llegó a la conclusión de que estos elementos eran una bomba de tiempo.

De manera que la Comisión implementó, mediante las Resoluciones 023 y 045 de abril del 2008, un programa de recolección y eliminación gradual de los cilindros universales, los cuales fueron reemplazados por unos con la marca de propiedad de cada distribuidor.

Así, cada usuario que tenía cilindros sin marcación debía venderlos a las compañías prestadoras del servicio, con lo cual se fortaleció aún más la formalización del servicio público domiciliario de GLP y aumentó la seguridad en los hogares y establecimientos que los utilizaban.

Como resultado de este proceso de transición y período de cierre, se recogieron cerca de 6,18 millones de cilindros universales, de los cuales se destruyeron aproximadamente 4,91 millones por no cumplir con las condiciones técnicas reglamentarias y fueron reemplazados por cilindros marcados.

Por otro lado, el servicio de gas natural, representaba en los hogares un ahorro en dinero cercano al 50% mensual, ya que la tarifa se volvió mucho más competitiva en el mercado gracias a que en el 2013 el sector fue testigo de una transformación a partir de nuevas reglas de comercialización implementadas por la CREG para incrementar la liquidez y propiciar precios más eficientes.

Con base en estas reglas, productores y comercializadores de gas natural realizaron negociaciones de suministro de gas para cubrir gran parte de la demanda nacional de los años siguientes.

Estructuración de la CREG - 2013

En el 2013 también hubo otro gran vuelco, ya que el Ministerio de Minas y Energía expidió el decreto 1260 mediante el cual se dio estructuración administrativa de la CREG, debido a las nuevas funciones que le asignó el Gobierno Nacional de regular los combustibles líquidos derivados de hidrocarburos, tales como gasolina motor corriente, ACPM, Jet A1, diésel marino, avigas, gasolina extra, kerosene, entre otros, salvo fijar los precios para gasolina motor corriente y ACPM.

Esto trajo consigo, entre otras cosas, que la Comisión ahora también se encargara de definir los criterios y las condiciones a los que deben sujetarse los diferentes agentes de la cadena de combustibles en sus relaciones contractuales y sus niveles de integración empresarial, así como determinar la metodología para remunerar los activos que garanticen el abastecimiento estratégico de combustibles.

Mirando hacia el futuro energético – 2014/2018

En el 2014, el país no contaba con infraestructura suficiente, ni con la reglamentación adecuada para implementar nuevas tecnologías que permitieran hacer uso de energías amigables con el medioambiente.

Considerando lo anterior, la CREG determinó las condiciones de conexión y medida para estos agentes, los mecanismos de respaldo y suministro de energía proveniente del Sistema Interconectado Nacional y finalmente, las reglas para la entrega de excedentes a la red.

El 13 de mayo del 2014 se suscribió la Ley 1715 de 2014, en la cual se reguló la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, cuyo fin último consistía en establecer el marco legal y los instrumentos para la promoción del aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable. Lo mismo para el fomento de la inversión, la investigación y el desarrollo de tecnologías limpias para producción de energía, eficiencia energética y respuesta de la demanda, en el marco de la política nacional.

Este año también marcó el comienzo de un gran cambio en la forma en la que la distribución de energía eléctrica venía siendo vista desde el inicio de la CREG.

Luego de haber logrado la alta cobertura en el sistema de distribución a nivel nacional, se realizó un ejercicio profundo de diagnóstico del estado de la infraestructura desplegada, encontrando que se contaba con un sistema de una avanzada edad con bajos índices de renovación y que requería altas inversiones, principalmente en reposición, para mejorar la calidad del servicio con estándares internacionales, que permitiera disminuir las pérdidas y consolidar un sistema apto para ser la gran autopista de transporte para afrontar los nuevos retos que imponen la autogeneración, los avances tecnológicos y la posibilidad de nuevas alternativas de negocios.

Considerando que la regulación para la remuneración de los sistemas de distribución, desarrollada durante estos primeros 25 años, había alcanzado sus objetivos y debía ser modificada para disminuir los síntomas detectados, obtener los nuevos objetivos planteados y luego del mayor período de consulta que se haya dado en la CREG para la implantación de un nuevo modelo de remuneración de una actividad, se expidió la Resolución 015 de 2018 mediante la cual se dio un gran giro en la manera de remunerar la red, exigiendo reposición de las redes e inminentes mejoras en la calidad ofrecida a los usuarios, reducción de pérdidas y modernización de equipos, mediante los nuevos métodos establecidos que permiten que los prestadores perciban sus ingresos en función de la antigüedad o modernidad de sus activos y en función de la mejora de la calidad y pérdidas descritos.

Energías renovables

La clase política vio en las energías limpias un rubro importante para el país. Por consiguiente, se consideró que Colombia estaba al mismo nivel de otras naciones en cuanto al uso y la ejecución de este tipo de proyectos, debido a que poseía características especiales como su matriz energética, la cual está soportada en un 70% por energías limpias.

Este aspecto diferenciaba a Colombia de países como China y Estados Unidos, donde más del 50% de su matriz ha sido energía térmica y nuclear, lo que produce efectos negativos al medioambiente y la población.

Teniendo en cuenta lo anterior, se estipuló que era crucial que el sector le siguiera apostando a nuevas fuentes de combustibles, quizá más económicos y renovables, y que, sobre todo, contribuyera al desarrollo de todas las regiones del país sin descuidar el tema medioambiental, en momentos en que el mundo buscaba hacerle frente a la variación global y acelerada del clima de la Tierra.

El entonces Senado de la República puso sobre la mesa la creencia de que las energías renovables no solo debían promocionarse desde el sistema eléctrico de generación, sino desde el punto de vista del usuario. Es decir, como una forma de generar disminución en los costos de los servicios eléctricos a través de las energías alternativas.

A eso se le sumó que la CREG desarrolló un marco regulatorio para la actividad de autogeneración a pequeña escala y la generación distribuida, conforme lo definió el Ministerio de Minas en el 2017, buscando la simplicidad que se requiere para fomentar el uso de tecnologías de autogeneración y dar una señal eficiente de precios.

El sector y los cambios naturales - 2015

La situación climática que vivió el país en el 2015 llevó a que la CREG adoptara estrategias y medidas frente a situaciones de riesgo de desabastecimiento como consecuencia del fenómeno de El Niño, y se agregaron medidas para garantizar la continuidad en la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Con el contexto anterior de expectativa de bajos aportes ante la inminente presencia de ese fenómeno climático, su prolongación al menos hasta el primer trimestre del año 2016, precios de bolsa muy superiores al precio de escasez, condiciones de déficit en la oferta, entre otros, la CREG determinó la necesidad de expedir resoluciones que permitieran afrontar la situación expuesta.

En el 2015, la CREG estableció correcciones encaminadas a la determinación del precio de reconciliación negativa, que presentaba perjuicios para los agentes cuando el precio de bolsa superaba el precio de escasez. Esto, ya que solo recibían como ingreso en el mercado de corto plazo el precio de escasez, pero devolvían al mercado el precio de bolsa.

Eso generó acciones como aumentar la oferta de gas, lo que contemplaba medidas como agilizar la entrada en operación el gasoducto Cartagena–Sincelejo; estimular la oferta, indicando que se harían subastas para proyectos de bajo costo y se darían oportunidades para que las plantas térmicas con líquidos pasaran a combustibles más económicos, medida que no apuntaba a aliviar la situación de corto plazo; un ajuste del mercado, y garantizar la oferta térmica, lo cual se planteó a través del restablecimiento de los niveles de pérdida que los generadores térmicos esperaban. Para compensar esto último, se planteaba un aporte de las dos terceras partes de los generadores y una tercera parte de los usuarios.

Las alarmas se encendieron cuando la central hidroeléctrica de Guatapé paró sus operaciones a raíz de un incendio que quemó 400 metros del cable que lleva la energía a la subestación, lo que obligó al país a importar energía de Ecuador.

Tras las medidas de octubre del 2015 y el aumento en la intensidad del fenómeno de El Niño, el sector eléctrico quedó muy vulnerable y no soportaba ninguna falla, mucho menos una con la magnitud del daño en la hidroeléctrica Guatapé y sus implicaciones en otras dos centrales de generación.

Finalmente, fue posible sortear la crisis, así como el fantasma del racionamiento que acompañó durante varios días a los colombianos se quedó en un susto, ya que las acciones de ahorro de energía fueron efectivas y evitaron medidas extremas en materia energética.

Comercio de biogás y biometano, una realidad- 2016

Las condiciones en materia de calidad, seguridad y tarifas para la prestación del servicio público domiciliario de biogás y biometano, quedaron definidas en la Resolución 240 de 2016, expedida por la CREG, con lo que se abrió el camino para la comercialización de este energético en todo el territorio nacional.

El biogás y el biometano son fuentes no convencionales de energía renovable que ofrecen soluciones energéticas de gas combustible y electricidad utilizando una misma tecnología de producción. Esta característica las convierte en una alternativa viable, especialmente en aquellas regiones apartadas con poblaciones rurales y urbanas que tienen dificultades para acceder a la red eléctrica del país.

Justamente, la definición de las reglas para el desarrollo del mercado del biogás y biometano, amplió la matriz energética del país al aprovechar un combustible que se pudiera producir a partir de fuentes residuales provenientes de desechos agrícolas, aguas residuales y rellenos sanitarios, entre otros.



Una obra que se convierte en garantía – 2013 - 2016

La Resolución CREG 062 de 2013 determinó el esquema a través del cual se requería contar con el Agente de Infraestructura, que tenía libertad para construir o adelantar cualquier esquema que considerara apropiado para contar con la infraestructura portuaria, de almacenamiento y de capacidad de gasificación dejando en claro que la disponibilidad de la infraestructura será los 360 días al año y cumplir las exigencias de tiempo para el despacho de las plantas del Grupo Térmico, conocido como GT, impartidas por parte del CND en caso de ser necesarias las generaciones de las plantas antes referidas durante el día de operación.

Adicionalmente, dentro del esquema se estableció a través de un mecanismo de procedimiento de competencia a la entrada, un ingreso regulado que le garantizara a los generadores térmicos los servicios de infraestructura portuaria, para la importación del GNL, su almacenamiento y regasificación para colocarlo en un punto de entrada al SNT a fin de poder proveer las generaciones de seguridad con GNI.

De otra parte, dentro del esquema se le solicita al GT, que seleccionara o constituyera un Agente Comercializador, de acuerdo con unas condiciones establecidas en la misma regulación debía ser el encargado de la adquisición del gas natural licuado, bajo unas condiciones de competencia siempre buscando obtener el de menor valor.

Con base en todo lo anterior, se constituyó el GT, el cual estaba conformado por Zona Franca Celsia SA ESP, Termocandelaria SA ESP y Termobarranquilla SA ESP y quienes adelantaron el proceso de selección objetivo del Agente de Infraestructura, en donde se garantizó los principios de transparencia y eficiencia económica, todo ello contaba con auditoría, encargada de garantizar la legalidad del proceso licitatorio.

La planta de regasificación empezó a ser construida en julio del 2015 en Barú, a cargo de la Sociedad Portuaria El Cayao.

Tras 16 meses de construcción, la Sociedad Portuaria El Cayao puso al servicio del país una terminal dotada con una unidad flotante de almacenamiento y regasificación, un muelle de 760 metros de longitud y un gasoducto de 10 kilómetros que conecta la terminal con el Sistema Nacional de Transporte.

La obra fue inaugurada el 2 de diciembre de 2016 con la presencia del entonces presidente de la República, quien en su discurso destacó el potencial energético de Colombia.

Una regulación más confiable - 2017

El 2017 fue uno de los años más esperados por la industria energética colombiana pues, después de arduas y largas discusiones, la CREG expidió la regulación que definiría los mecanismos que se tendrían que emplear en momentos de crisis.

Fue así como se acordó el contenido de la Resolución 140 de 2017, en la que no solamente se definió el nuevo Precio Marginal de Escasez, sino que se incluyeron conceptos como el Precio de Escasez de Activación, el Precio Marginal de Escasez y el Precio de Escasez Ponderado.

El primero es el valor máximo entre el Precio de Escasez de la Resolución 071 de 2006 y el Precio Marginal de Escasez. Sería el que determinase la condición crítica del sistema, la alarma que indica que los generadores (como las plantas térmicas) deben entrar a operar para entregar la energía firme que el país necesite.

Así mismo, se definió que el Precio Marginal de Escasez es calculado y actualizado mensualmente por el CND y que es el resultado de un cálculo hecho con base en los costos variables que le informen los generadores.

Entre tanto, el Precio de Escasez Ponderado es el valor al cual se liquidan las transacciones de compra y venta en la bolsa en las horas en las cuales el precio de bolsa supera el Precio de Escasez de Activación.

Dicha resolución introdujo dos grandes cambios: uno, que sea el Precio de Escasez de Activación el que determine la condición crítica, y dos, que los generadores puedan elegir si asumen el Precio de Escasez establecido en la Resolución 071 o si se acogen al Precio Marginal de Escasez con una prima más baja. De forma transitoria se permitió que los generadores que tenían Obligaciones de Energía Firme, adjudicadas antes de la expedición de la Resolución 140 migraran al Precio Marginal de Escasez a cambio de un ajuste en el valor del Cargo por Confiabilidad.

Lo importante para resaltar del cambio que se generó en este periodo, fue que con el Precio Marginal de Escasez se utiliza la información de los costos de combustibles reportados por los agentes, que son auditados periódicamente, en lugar de los Indicadores de Precios Internacionales que pueden no reflejar el precio al que se adquiere el combustible por parte de los generadores térmicos.

Un camino hacia la autogeneración – 2015 - 2019

La CREG reglamentó en el 2015, la actividad de autogeneración a gran escala con la Resolución 025, definiendo las condiciones de conexión, medida y las reglas para la comercialización de los excedentes de energía en el Mercado Mayorista de Energía: Bolsa y contratos, en cumplimiento de la Ley 1715 de 2014 y el Decreto reglamentario 2469 de 2014.

Posteriormente en el 2018, la CREG aprobó la Resolución 030 sobre autogeneración a pequeña escala (aplica a sistemas de autogeneración, a partir de fuentes convencionales y no convencionales de energía renovable, con potencia instalada hasta 1 MW) y generación distribuida (a partir de fuentes convencionales y no convencionales de energía renovable, con potencia instalada menor de 0.1 MW).

En ella se define un mecanismo fácil y sencillo para que los usuarios residenciales de todos los estratos, así como los comerciales y pequeños industriales, produzcan energía para atender sus propias necesidades y puedan vender los excedentes al sistema interconectado. Por su parte, los generadores distribuidos, agentes dedicados a la actividad de generación, tienen un beneficio económico en el precio de su energía producida al generar energía cerca de los usuarios y así ayudan a disminución de pérdidas.

Con la expedición de esta norma también se permitió un procedimiento simplificado para la conexión de instalaciones de autoconsumo a gran escala, con potencia instalada mayor a 1 MW y menor o igual a 5 MW. Se definió la reglamentación para la conexión, la comercialización de los excedentes de energía excedentaria y los tiempos de respuesta de los que dispone el distribuidor para trámites de conexión. Además, para permitir la participación de las nuevas tecnologías (eólicas y solares) en el MEM, la CREG expidió la Resolución CREG 060 de 2019 mediante la cual se actualizó el Código Comercial y el Código de Operación.

Un futuro con miras a una matriz más limpia y una regulación flexible - 2018

Colombia tiene una de las matrices de generación eléctrica más limpias del mundo. A diciembre del 2018, fue de 17.312 Mega-watts (MW), cuyo 68,4 % correspondió a generación hidráulica, casi el 30 % a térmica (13,3 % con gas natural, 7, 8% con combustibles líquidos y 9,5 % con carbón) y aproximadamente el 1 % a Fuentes No Convencionales de Energía Renovable -FNCER- (eólica, solar y biomasa).

Para el Gobierno, el desarrollo de las energías renovables no convencionales es uno de sus principales retos, pues la meta es muy ambiciosa: pasar del 0,5 % de participación en el total de la generación a casi el 10 %. Y es que, por su posición geográfica, Colombia cuenta con una radiación solar constante durante todo el año, especialmente en regiones como La Guajira, Atlántico, Antioquia y Valle del Cauca. En cuanto al recurso eólico, el potencial se encuentra disponible en regiones específicas en Colombia, como el departamento de La Guajira, la mayor parte de la región Caribe, y algunos de los departamentos de Santander y Norte de Santander; en menor proporción, en zonas específicas de Risaralda y Tolima. El Valle del Cauca, Huila y Boyacá, por su parte, cuentan con recursos aprovechables.

El camino hacia esta dirección más limpia ya inició el 28 de febrero de este año, con la subasta de Cargo por Confiabilidad para contratar unas Obligaciones de Energía en Firme (OEF), un producto diseñado para garantizar la confiabilidad del suministro de energía firme en el largo plazo a precios eficientes. Como resultado, la energía eólica y solar pasarán de representar menos del 1% del total de la capacidad neta de generación a aproximadamente al 6% en el 2022.

Intercambio de energía con países vecinos – 2003 - 2019

En el marco de la Comunidad Andina de Naciones (CAN), Colombia adopta la Decisión CAN 536 mediante la que se permite el intercambio de energía entre países. Bajo este marco, la CREG expide la Resolución 004 de 2003 con la que se establece el esquema de mercado para la venta y compra de energía con Ecuador, denominado Transacciones Internacionales de Energía (TIE).

Gracias a las TIE tanto como Colombia como Ecuador han podido vender sus excedentes de energía al país vecino, contar con energía a precios menores que los de la generación local para abastecer la demanda de cada país y aprovechar la complementariedad de los recursos de los dos sistemas.

Con la experiencia ganada desde el 2004, la CREG junto con los reguladores de los demás países de la CAN trabajaron en la expedición de la Decisión CAN 816, la cual se aprobó en abril de 2017. Esta nueva normativa establece un avance en materia de intercambio de energía entre los países de la región, al incorporar a Perú dentro del esquema de mercado TIE y modernizar el despacho permitiendo actualizar la información de los recursos disponibles en periodos más cercanos a la operación.

Flexibilización, el nuevo norte regulatorio

Los desarrollos tecnológicos que se abrieron paso en el sector de energía y gas combustible hicieron necesario que la CREG adaptara la regulación a los entornos cambiantes. Las nuevas normas ahora responden a una dinámica de co-regulación con las empresas, para garantizar la protección de los usuarios y la eficiencia en la prestación del servicio.

La entrada de nuevas fuentes de producción de energía y de tecnologías como carros eléctricos, medidores inteligentes y baterías, y sus potenciales efectos en la prestación de los servicios regulados llevaron a que la CREG replanteara su enfoque regulatorio, hasta entonces caracterizado por una mayor rigidez y especificidad. La nueva visión pretende dar mayor libertad y promover la proactividad de los agentes del mercado energético, sin que se incurra en prácticas perjudiciales para el consumidor final o para la eficiencia en la prestación del servicio.

El nuevo enfoque regulatorio de la Comisión, que se viene implementado desde hace más de un año, hace énfasis en el rol que tiene el comercializador de trabajar en procura de los intereses de los usuarios, el empoderamiento del consumidor y en un mercado más transparente. Sin embargo, esta es una tarea que apenas comienza.

En este contexto el ente emitió la Resolución 080 de 2019, la cual definió los principios generales para que los agentes regulados de los servicios de energía eléctrica y gas combustible, en un entorno de mayor libertad, puedan identificar si sus prácticas se ajustan a los fines regulatorios. Además, esta Resolución da más y mejores herramientas para que el ente de vigilancia y control pueda identificar y sancionar comportamientos contrarios al interés general.

La Resolución 114 de 2018 también incorpora este nuevo enfoque regulatorio, por cuanto planteó los principios y condiciones que les permiten a los agentes que transan en el Mercado de Energía Mayorista diseñar y proponer ante la CREG instancias para comprar y vender energía. La Comisión determina en cada propuesta si esta se ajusta a los principios y condiciones establecidos.

Por su parte, la Resolución 130 de 2019 adopta medidas enfocadas a garantizar la transparencia en los procesos de contratación mediante convocatorias del Mercado de Energía Mayorista. Este objetivo permite una participación en igualdad de condiciones por parte de los agentes interesados y en consecuencia un proceso más competitivo.



Paneles solares. / Foto: Archivo El Tiempo.

Ya han pasado 25 años desde la creación de las Leyes 142 y 143 de 1994, tiempo durante el cual la CREG ha establecido reglas con el propósito de proteger a los usuarios, garantizar la prestación de los servicios de energía eléctrica, gas natural, GLP y combustibles líquidos, incentivar la competencia y regular los monopolios. La regulación de los próximos años deberá responder, además, a esquemas de mercado más flexibles y diversos, a un empoderamiento del usuario y a la creación de mayor valor agregado en la cadena de prestación de los servicios.

CRÉDITOS

Miembros CREG

María Fernanda Suárez
Ministra de Minas y Energía

Alberto Carrasquilla Barrera
Ministro de Hacienda y Crédito Público

Luis Alberto Rodríguez
Director General – Departamento Nacional de Planeación

Comité de Expertos Comisionados:

Christian Jaramillo Herrera (Director Ejecutivo)

Daisy Cerquera Lozada

Germán Castro Ferreira

Henry Navarro Sánchez

José Fernando Prada

Jorge Valencia Marín

María Claudia Alzate

Oscar Muñoz Correa

Coordinación Editorial CREG

María Alejandra Solano Vargas

Colaboradores de contenido

Asesores CREG

Apoyo editorial

Diana Velandía

+contenido

UNIDAD DE CONTENIDOS
EL TIEMPO

Editora Agencia +Contenido: Ana María Zamora Cruz. **Coordinación Editorial:** Angie Bustos, coordinadora de Content Lab. www.content-lab.com.co **Diseño:** Mariana Colla. **Corrección de estilo:** Juan Molano **Fotografía:** Archivo El Tiempo y iStock.

Prohibida su reproducción total o parcial, así como su traducción a cualquier idioma sin autorización escrita de su titular. Comercialización EL TIEMPO CASA EDITORIAL.



Comisión de Regulación
de Energía y Gas