



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

Responsabilidad y Transparencia

Informe de Gestión 2008

BOGOTÁ, JULIO DE 2009

Edición

Comisión de Regulación de Energía y Gas
CREG

Coordinación Editorial

Diego Herrera Caipa

Comité Editorial

Hernán Molina Valencia
Javier Augusto Díaz Velasco
Juan Ignacio Caicedo Ayerbe
Carlo Fernando Eraso Talero
Hugo Enrique Pacheco de León
Olga Lucía Triviño Rosado
Sandra Milena Tello Pérez

Fotografía

Cortesía
Gas Natural, Ecopetrol, Codensa,
Emgesa, Unigas.
CREG.

Diseño

Wilson Prada Varela

Producción Gráfica

ODS IMPRESORES® LTDA
www.odsimpresores.com

Hecho en Bogotá, D.C. - Colombia
Julio de 2009

República de Colombia
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS
CREG

Responsabilidad y Transparencia

INFORME DE GESTIÓN 2008

BOGOTÁ, D.C., JULIO DE 2009

**C
O
N
T
E
N
I
D
O**

MIEMBROS DE LA CREG 7

PRESENTACIÓN DEL DIRECTOR 9

GESTIÓN MISIONAL - ENERGÍA ELÉCTRICA 13

GESTIÓN MISIONAL - GAS NATURAL 31

**GESTIÓN MISIONAL
GAS LICUADO DE PETRÓLEO 41**

GESTIÓN SOCIAL 51

GESTIÓN HUMANA 59

GESTIÓN DEL CONTROL 65

GESTIÓN FINANCIERA 71

Álvaro Uribe Vélez
Presidente de la República

MIEMBROS DE LA COMISIÓN

Hernán Martínez Torres
Ministro de Minas y Energía

Manuel Manguashca Olano
Viceministro de Minas

Natalia Salazar Ferro
Viceministra Técnica Ministerio de Hacienda

Andrés Escobar Arango
Subdirector Departamento Nacional de Planeación

Hernán Molina Valencia
Director Ejecutivo CREG
10-08-06- Actualmente

Juan Ignacio Caicedo Ayerbe
Experto Comisionado
16-11-05- Actualmente

Javier Augusto Díaz Velasco
Experto Comisionado
28-03-05 / 27-03-05
28-04-09 - Actualmente

Ricardo Humberto Ramírez Carrero
Experto Comisionado
18-07-05 / 01-09-08

Camilo Quintero Montaña
Experto Comisionado
15-03-05 / 14-03-09

Carlos Fernando Eraso Calero
Experto Comisionado
24-10-08- Actualmente

Eva María Uribe Tobón
Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Presentación del Director

El 2008 fue un año de muchos retos para la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) pero también de grandes resultados, no sólo en lo misional, sino en lo social, administrativo, financiero y de control.

La puesta en marcha del Cargo por Confiabilidad, marco normativo que permitió realizar una subasta, tuvo resultados que fueron reconocidos nacional e internacionalmente, y le garantizarán al país una oferta de energía eléctrica a precios eficientes hasta el año 2018.

Esto sumado a los ajustes regulatorios a las transacciones internacionales de electricidad con Ecuador y los avances para los intercambios con Panamá, permitirán situar a Colombia como un país exportador de energía eléctrica en la región.

Durante este año, se estableció el nuevo período tarifario para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica que, además de dar una señal de estabilidad a los prestadores del servicio, da incentivos para aumentar la calidad y la expansión a las regiones más alejadas del sistema interconectado nacional.

Y para aquellas Zonas No Interconectadas (ZNI) mal llamadas "la otra Colombia", se establecieron las normas que permitirán al Ministerio de Minas y Energía dar una solución definitiva y a largo plazo al problema histórico de un servicio deficiente y de mala calidad.

Así mismo se avanzó en el desarrollo del Mercado Organizado para la Demanda Regulada (residencial principalmente) – MOR que permitirá eliminar las actuales distorsiones del mercado que han conllevado, entre otras, a una diferencia injustificada en los precios de los contratos de energía para este sector de la demanda respecto a la no regulada (Industrial y comercial principalmente).

Otro de los grandes logros durante el 2008 fue el nuevo esquema de "Marca" y la regulación para la distribución y comercialización del Gas Licuado de Petróleo, que permitirán eliminar la informalidad en esta industria, lo cual redundará en un servicio de excelente calidad y mejores y mayores posibilidades a los usuarios de gas natural combustible.

Respecto al gas natural se dieron las señales regulatorias para una eficiente asignación del recurso mediante un esquema de subasta con multiplicidad de productos, además se aumentaron las exigencias a la calidad al producto que se transporta y a su medición.

También se adelantó un estudio para evaluar y dar solución a la problemática actual de las revisiones a las instalaciones internas para el uso del gas natural, en respuesta al reclamo generalizado de los usuarios del servicio.

Pero la actividad de la CREG fue más allá de lo misional. Se desarrolló un nuevo portal web para brindar más servicios y facilitar la consulta de todas nuestras acciones expresadas normativamente en resoluciones, circulares o noticias.

Se hicieron Audiencias Públicas con transmisión de televisión con el fin de que más personas accedan a las propuestas regulatorias y podamos tener realmente una democracia participativa, como el actual Gobierno lo ha impulsado.

Se diseñó una estrategia de Responsabilidad Social que involucra tres principios básicos: interiorizar nuestros valores, educar sobre los servicios que regulamos y atender las necesidades de nuestros públicos objetivo, no sólo los prestadores del servicio sino los usuarios de éstos.

Se desarrollaron planes de capacitación, formación y bienestar con el fin de desarrollar estímulos que permitan contar con la mejor calidad humana al servicio de la Comisión.

A lo largo del periodo se dio continuidad al sistema de gestión de calidad para realizar la transición a la norma GP 1000:2004 y se integró el Modelo Estándar de Control Interno MECI 1000:2005.

Se adquirió una sede propia que permitirá una reducción significativa de los gastos operativos además de contar con unas instalaciones acordes a las necesidades de la entidad.

Así mismo se han mejorado los procesos de cobro y recaudo de las contribuciones a las empresas reguladas logrando pasar de una cartera a diciembre de 2007 de \$12.956 millones a \$4.166 millones a diciembre de 2008. No obstante se requiere mejorar más.

Estos y muchos otros logros nos permiten asegurar que vamos en el camino correcto y en procura de mejorar muchos procesos que nos permitan cumplir con el objetivo que nos hemos trazado, y para ello la colaboración de todos ustedes siempre ha resultado importante y lo seguirá siendo.

Nuestra meta es lograr que la Comisión sea reconocida no sólo como una entidad técnica, sino además responsable, transparente, y eficaz, que contribuye al desarrollo del país y al bienestar de todos los colombianos.

HERNÁN MOLINA VALENCIA

Director Ejecutivo de la CREG



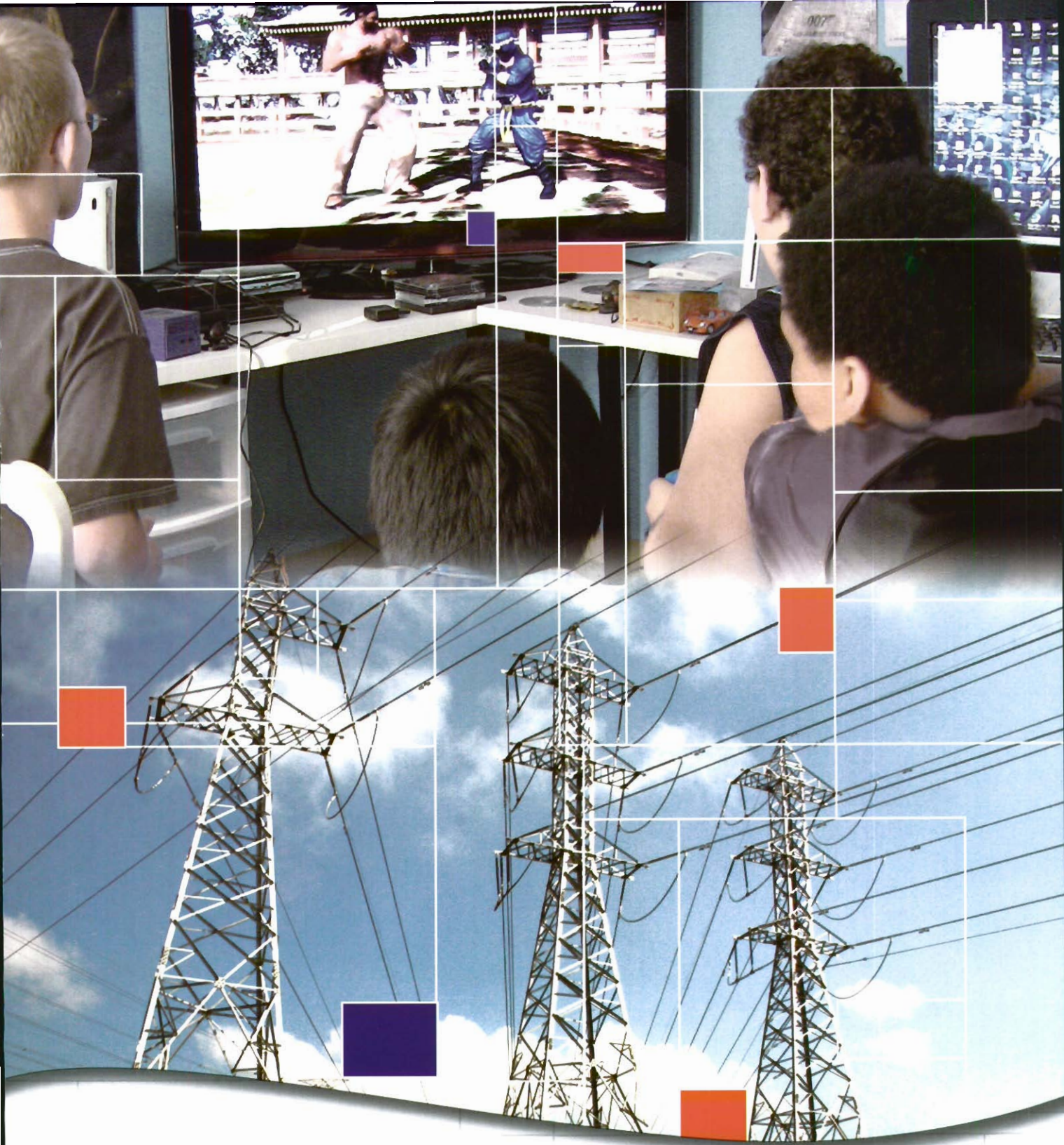
**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

Responsabilidad y Transparencia

Honestidad

Cumplir la función pública con rectitud, decencia y moderación de tal manera que en todos los ámbitos de nuestro desempeño, sea posible dar testimonio de la verdad.

En el desarrollo de nuestras labores cumplimos a cabalidad las funciones legales asignadas, hacemos uso racional de los recursos asignados utilizándolos para la ejecución de las actividades propias de la función pública, y no encubrimos actuaciones contrarias a la normatividad.



Gestión Misional ***Energía eléctrica***



CREG

Comisión de Regulación
de Energía y Gas

Responsabilidad y Transparencia

Tolerancia

Respetar las ideas, creencias o prácticas de los demás cuando son diferentes a las propias. En la CREG hacemos de la tolerancia parte fundamental de nuestra cultura con el fin de generar un ambiente positivo en la entidad.

Gestión Misional Energía Eléctrica

Varios temas ocuparon la agenda regulatoria de energía eléctrica en el 2008: las subastas del Cargo por Confiabilidad, la nueva metodología para remunerar las actividades de distribución y transmisión de energía eléctrica y los acuerdos de cooperación para las transacciones internacionales, entre otros.

En el primer semestre se realizó la primera subasta del Cargo por Confiabilidad, con el que se busca garantizar la generación de energía en el país a corto, mediano y largo plazo.

Además se realizaron estudios, análisis, modificaciones y ajustes regulatorios necesarios para realizar la asignación de Obligaciones de Energía Firme para el período diciembre 2008-noviembre 2009 y mediante subasta para los períodos diciembre 2012-noviembre 2013 y diciembre 2014-noviembre 2019.

De otra parte, se iniciaron los análisis de demanda desconectable y revisión del pago a generación obligada mediante la publicación de documentos para consulta y se precisó la definición de programas de mantenimiento.

También, se presentó en documento para consulta el esquema de Mercado Organizado MOR, que integra los estudios realizados para diseño de subasta y garantías financieras para compras de energía para los usuarios regulados.

Y en materia de los intercambios internacionales de energía, se modificó el esquema con Ecuador para darle tratamiento de transacciones de corto plazo.

Además de las labores tendientes a dinamizar el Mercado Mayorista de Energía, durante 2008, la CREG adelantó varias actividades orientadas a revisar y fortalecer las metodologías mediante las cuales regula la remuneración de las actividades de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.

1. CARGO POR CONFIABILIDAD

Para entender un poco este esquema es importante saber que el sistema eléctrico colombiano, basado en buena medida en la generación hídrica, está sometido a períodos de sequías extremas causadas por fenómeno de El Niño, cuyos lapsos de tiempo de ocurrencia, magnitud y duración son inciertos.

Colombia es rica en recursos energéticos pero la construcción de proyectos requiere de un

período mínimo de 3 años y por eso es importante desarrollarlos con anticipación.

Con el fin de asegurar la disponibilidad de energía para abastecer la demanda y los incrementos futuros se hace necesario tener en operación plantas que inclusive en los eventos climáticos extremos tengan la suficiente energía. También es necesario iniciar la construcción de los proyectos con la suficiente anticipación para

tenerlos disponibles en el año en que son requeridos y poder atender los incrementos de demanda inclusive ante eventos extremos.

Para lograr lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), fundamentada lo establecido por la Ley 143 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios) en el Artículo 23, diseñó un esquema basado en un mecanismo de mercado denominado Cargo por Confiabilidad, que opera desde el primero de diciembre de 2006. Este cargo remplazó el Cargo por Capacidad creado en 1997 que a su vez remplazó el Cargo por Potencia creado en 1995 desde el inicio del mercado.

Características Cargo por Confiabilidad

Para el usuario

- ◆ *Asegura el suministro de energía para el corto, mediano y largo plazo mediante la asignación de Obligaciones de Energía Firme, OEF.*
- ◆ *Cuenta con cobertura de precios en la bolsa mediante un límite definido por la CREG, el cual se llama Precio de Escasez.*

Para el dueño de la planta

- ◆ *Asegura el pago del Cargo por Confiabilidad hasta por un período de 20 años para plantas nuevas aún si no generan y cumplen con las pruebas de disponibilidad*
- ◆ *El precio a pagar de Cargo por Confiabilidad se define mediante una subasta pública que es convocada por la CREG para que participen inversionistas locales y extranjeros interesados en la construcción de proyectos de generación que requieran las nuevas necesidades de energía firme.*

El avance en el 2008 en lo que respecta al Cargo por Confiabilidad se resume en el aseguramiento de energía para el corto, mediano y largo plazo.

Aseguramiento de energía para el corto plazo

Se expidieron dos (2) resoluciones para realizar la asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) para el período diciembre de 2008 a noviembre de 2009 y se asignaron 55.875 GWh de OEF a plantas existentes por un precio de 13.045 US\$/MWh.

Aseguramiento de energía para el mediano y largo plazo

Para este proceso se expidieron diecisiete (17) resoluciones y se hicieron dos (2) subastas consecutivas en el mes de mayo de 2008, las primeras de este tipo realizadas para Cargo por Confiabilidad, las cuales tuvieron horizontes de diferente cobertura (mediano y largo plazo).

Mediano plazo

Corresponde a la asignación de OEF para el período diciembre de 2012 a noviembre de 2013, en el cual se asignó 70.204 GWh a plantas existentes y 3.008 GWh con 430 MW a tres (3) plantas nuevas que se construirán entre el momento de la asignación y el inicio de las obligaciones.

Plantas Nuevas Menores 4 años de construcción			
Nombre	Año	MW	GWh
Gecelca3	2012	150	1116
TermoCol	2010	202	1678
Amoyá	2011	78	214
Total		430	3008

Estadísticas de la subasta

Declararon interés: 78 plantas

Declararon parámetros: 21 plantas

Entregaron garantías: 8 plantas

Plantas asignadas: 3.

La subasta tuvo seis (6) rondas con períodos de dos (2) horas entre rondas. El precio de cierre de la subasta fue de 13.998 US\$/kWh.

Largo plazo

Corresponde a la asignación de OEF para demanda incremental del período comprendido entre diciembre 2014 y noviembre 2019. En este caso se asignó OEF a seis (6) proyectos nuevos por 6.281 GWh con 2.991 MW. Los proyectos deben entrar a operar antes del inicio de la obligación.

Plantas Nuevas Mayores a 4 años de construcción			
Nombre	Año	MW	GWh
Cucuana (H)	2013	60	50
Miel II (H)	2014	135	184
Sogamoso (H)	2013	800	
El Quimbo (H)	2014	396	1650
Porce IV (H)	2015	400	962
Pescadero-Ituango (H)	2018	1200	1085
Total		2991	6281

Estadísticas de la subasta

Declararon interés: 21 plantas
 Declararon parámetros: 8 plantas
 Entregaron garantías: 6 plantas
 Plantas asignadas: 6
 El precio de asignación fue el mismo de la subasta de mediano plazo 13.998 US\$/kWh.

Evaluación de las Subastas

Con el fin de hacer un análisis del desempeño y los resultados de las subastas del Cargo por Confiabilidad para obtener lecciones que puedan ser aplicadas a futuras subastas, la CREG contrató un experto internacional. El informe final fue publicado en la página web de la CREG (www.creg.gov.co).

Demanda desconectable voluntaria

La CREG expidió el Documento 087 de 2008 para que los agentes del sector energético, usuarios y terceros interesados, hagan comentarios con respecto a la posibilidad de que usuarios puedan desconectarse voluntariamente del sistema para remplazar una planta de generación en la atención de Obligaciones de

Energía Firme. Estos usuarios recibirían remuneración según lo acuerden con los agentes que representan la planta a la cual cubran.

2. INCENTIVO A LA COMPETENCIA

Uno de los principales objetivos de un regulador en mercados oligopólicos, como el de la actividad de generación donde pocos agentes tienen la mayoría de la generación, es el de prevenir el posible ejercicio de poder de mercado. En ese sentido, en el 2008, se expidieron las siguientes regulaciones:

Mantenimiento programado

Resolución 159 del 2008 que define cuándo un mantenimiento se considera programado para tener derecho a que su indisponibilidad pueda ser cubierta mediante contratos de respaldo a las Obligaciones de Energía Firme (OEF), de tal forma que el sistema tenga los elementos para tomar acciones cuando se requiera y éstos no aparezcan repentinamente afectando el desempeño del mercado.

Pago a generadores en condiciones monopólicas

En los sistemas eléctricos existen situaciones donde por condiciones de la red el servicio sólo lo presta un agente, es decir, hay una condición de monopolio. Por lo tanto la remuneración no se puede establecer por el mercado y es el regulador el que la define, tal como lo establece la Resolución CREG-034 de 2001.

De acuerdo con los avances regulatorios desde el 2001, la CREG publicó el Documento 086 de 2008 con el fin de que los agentes, usuarios y terceros interesados hagan comentarios con respecto a la propuesta de diferentes esquemas de remuneración a generadores que por condiciones del sistema son obligados a generar. En este documento se pusieron en consulta alternativas basadas en costos de oportunidad a partir de la información del mismo mercado.

3. MERCADO ORGANIZADO - MOR

La Comisión de Regulación mediante el Documento CREG-065 de 2006 evidenció que las convocatorias públicas para la compra de energía con destino al usuario regulado, establecidas en la Resolución CREG 020 de 1996, presentaban deficiencias en la

formación de precios y por ello emprendió la tarea de diseñar un mecanismo mediante el cual el precio de la electricidad se forme eficientemente, se evite la exposición del usuario a la volatilidad de precios y se asegure suficiencia financiera al comercializador que atiende el mercado. En tal sentido para la compra-venta de contratos se consideraron dos mecanismos: Mercado Organizado Regulado – MOR y subastas bilaterales.

Teniendo en cuenta esta propuesta, la CREG inició estudios más detallados para el diseño del Mercado, para lo cual contrató al profesor Peter Cramton, experto internacional en el tema de mecanismos de compra de energía, quien analizó la propuesta mencionada y diseñó un esquema de subasta para implementar el mercado de contratos. El resultado de este estudio se divulgó mediante la circular 044 de 2007.

Recomendaciones del profesor Cramton para el MOR

- ◆ *Realizar una subasta de tipo de reloj descendente con precio uniforme.*
- ◆ *Tener un producto único de tipo financiero (contrato pague lo demandado con tope), con duración de 2 años y cuya unidad de negociación sea un porcentaje equivalente al 0.1% de la demanda cada hora.*
- ◆ *Obligar la participación de los comercializadores que representan la demanda regulada y hacerla voluntaria para los vendedores.*

Todos los comentarios y las propuestas que surgieron por parte de los agentes en relación con el diseño recomendado, fueron atendidos por el mismo profesor en su informe final. Así mismo, la Comisión los ha tenido en cuenta para la propuesta que se estudia actualmente.

De otro lado y con el fin de avanzar en temas de vital importancia para la implementación y el funcionamiento del mercado, la Comisión desarrolló el estudio del tema de Garantías el cual fue realizado por la firma Trigono, especialista en aspectos financieros y de riesgos.

La Comisión en la Resolución CREG 119 de 2007 estableció la fórmula tarifaria para usuarios regulados e incorporó dentro del componente de generación los costos de compra de energía en el MOR.

Con los resultados de los estudios mencionados la Comisión diseñó la propuesta para el Mercado Organizado para la Demanda Regulada, mediante el cual planteó los elementos del esquema del MOR y sus alternativas.

Con el Documento CREG 077 de 2008 y a través de la realización de talleres se puso a consideración de la industria y terceros interesados la propuesta con el fin de presentarla, divulgarla y someterla a evaluación y comentarios.

En este Documento se definió el conjunto de transacciones de compra y venta de energía eléctrica para suplir la demanda de los usuarios finales regulados y se estableció que en este mercado, las transacciones son realizadas mediante mecanismo de subasta centralizada y estandarizada.

Así mismo, se propuso transar un producto único, estándar, de tipo financiero, con modalidad pague lo contratado, de 1 MWh-día, con distribución horaria igual a la de la curva de carga de la demanda regulada del Sistema Interconectado Nacional y con duración de un año.

Para este producto se tendría un período de planeación de uno ó dos años y habría participación voluntaria para agentes generadores, y obligatoria para la demanda regulada.

Para la distribución horaria se recomendó la curva del SIN y para establecer la demanda objetivo se propuso utilizar una proyección centralizada que será definida por regulación.

De igual forma se consideró la realización de cuatro subastas, cada una de ellas de tipo de reloj descendente que cierran con precio uniforme y donde se subasta un cuarto de la demanda objetivo y los compradores cuentan con una función de demanda definida regulatoriamente

Se propuso que el MOR funcione de forma centralizada, que su constitución, ejecución y liquidación se haga a través del Mercado de Energía Mayorista y que los derechos y obligaciones queden en las normas que se establezcan mediante la regulación.

También se propuso una liquidación en la cual las partes pagan las diferencias entre el precio de bolsa y el del contrato.

La propuesta para las garantías es un esquema similar al establecido en Resolución CREG 019 de 2006 donde la garantía es renovada de manera rotativa para cubrir al menos dos meses de obligaciones (diferencias a pagar al mercado entre el precio de bolsa y el precio del contrato).

Sobre la propuesta plasmada en este Documento 077 de 2008, se realizaron dos talleres con los agentes e interesados y se recibieron comentarios de los Agentes, los cuales fueron analizados durante lo que se lleva del año 2009 y sirvieron para expedir la Resolución CREG 023 de 2009 por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG y por la cual se establece el "Mercado Organizado MOR".

En esta Resolución, se incluyó además de la demanda regulada la participación de la demanda no regulada de forma voluntaria a través de una subasta simultánea donde se subasten al mismo tiempo un producto para la demanda regulada y otro para la no regulada, y donde los vendedores puedan hacer sus ofertas.

Adicionalmente, se presentó el diseño completo de garantías para las diferentes condiciones de riesgo de los agentes regulados y no regulados así como, un esquema de flexibilización que permite reducir las exigencias de garantías según calificación de riesgo por agencias que realizan esta valoración.

Para completar el esquema se publicó para consulta la Resolución CREG 069 de 2009 que contiene la propuesta de Reglamento de la Subasta, es decir, la descripción de la organización, el funcionamiento de las diferentes etapas de la subasta y la política de información.

4. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Para tener claridad de los avances regulatorios con respecto a las interconexiones internacionales, es importante revisar los acuerdos existentes y los que se han comenzado a estudiar.

Con Ecuador se desarrollan Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo (TIE), un esquema comercial que opera desde marzo de 2003 entre los mercados eléctricos de los dos países y que se desarrolla bajo la Decisión CAN 536. En las TIE el mercado con menores precios le exporta al país con mayores precios, generando beneficios económicos mutuos.

Normalmente, Colombia exporta energía a Ecuador. Desde marzo de 2003 hasta diciembre de 2008 Colombia exportó 7.193.698 MWh e importó 191.099 MWh.

Con Venezuela las interconexiones comenzaron en la década de los noventa y actualmente hay un acuerdo comercial bilateral entre dos agentes (ISAGÉN y EDELCA), mediante el cual Colombia le exporta energía a Venezuela.

La siguiente ilustración muestra la capacidad vigente de las interconexiones con Ecuador y Venezuela.

Interconexiones de Colombia		
	Ecuador	
Importaciones		395 MW
Exportaciones		535 MW
	Venezuela	
Importaciones		205MW
Exportaciones		336 MW

De igual forma hay un proyecto para interconectar los mercados eléctricos de Colombia y Panamá con las siguientes características:

- ▶ Extensión de la interconexión 614 km, 340 km en territorio colombiano y 274 Km en el panameño. Aproximadamente 55 Km serán de recorrido submarino.
- ▶ Capacidad de transporte de la línea de 300 MW
- ▶ Línea construida con tecnología conocida como transmisión de energía en corriente directa a alta tensión (HVDC)

- ▶ Fecha de entrada en operación, según información reportada por ISA y ETESA, a partir del año 2014.

Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo (TIE) en el 2008

Durante el 2008, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y el Consejo Nacional de Electricidad (organismo regulador de Ecuador) realizaron ajustes para que las transacciones entre los dos mercados tengan tratamiento de intercambios estrictamente de corto plazo (sin firmeza) de acuerdo con las directrices de política de los ministerios de ambos gobiernos.

En estos términos, el ajuste conlleva a que en los intercambios no se considere el valor del Cargo por Potencia en Ecuador y el Cargo por Confiabilidad en Colombia. Para tal fin, la CREG expidió la Resolución 096 de 2008 que contiene los referidos ajustes.

A la fecha de elaboración de este documento, los gobiernos de los países Andinos analizan la suspensión temporal de la Decisión CAN 536 para modificar algunas reglas de los intercambios, sin embargo, las TIE entre Ecuador y Colombia seguirían soportadas en un acuerdo bilateral entre los dos países.

Armonización regulatoria Colombia – Panamá en el 2008

Durante el 2008 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá (organismo regulador), continuaron los análisis de armonización regulatoria.

Los siguientes fueron los hechos más relevantes:

1. El primero de agosto de 2008, los presidentes de Colombia y Panamá firmaron un Acta en donde establecen las siguientes directrices:

- ◆ *Concretar en el menor tiempo posible el esquema regulatorio que permita la interconexión entre Colombia y Panamá y los intercambios de energía eléctrica entre los dos países.*
- ◆ *Elaborar el esquema conforme a las legislaciones vigentes en cada país, sin tratados especiales para el tema.*

- ◆ *Agilizar la expedición de los permisos ambientales necesarios para la construcción de la infraestructura que permitirá la interconexión binacional.*

- ◆ *El proyecto será de conexión, a riesgo, y estará a cargo de la empresa de Interconexión Eléctrica Colombia–Panamá S.A., asociación existente entre las empresas Interconexión Eléctrica S.A., ISA, de Colombia y la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., ETESA, de Panamá.*

2. A partir del Acta que firmaron los presidentes, una vez hechos los respectivos análisis, el 19 de marzo de 2009 el Ministerio de Minas y Energía de Colombia y la Secretaría Nacional de Energía de Panamá suscribieron un Acuerdo mediante el cual le asignaron unas tareas específicas a los reguladores para el desarrollo de la armonización regulatoria.

3. El 19 de marzo de 2009 los organismos reguladores suscribieron otro Acuerdo según el cual a partir de las directrices del Acuerdo de los ministerios, establecieron el marco general sobre la forma como se desarrollarán las interconexiones. Actualmente ambos organismos reguladores trabajan en los desarrollos de los detalles regulatorios que viabilizarán los intercambios.

5. TRANSMISIÓN

En relación con la actividad de transmisión, la metodología mediante la cual se remuneraba esta actividad estaba definida por una serie de resoluciones expedidas por la CREG entre 1999 y 2001.

Principales resoluciones

- ◆ *026 de 1999 que establece los valores de las unidades constructivas*
- ◆ *061 de 2000 que establece las exigencias de calidad para la actividad y el esquema de compensaciones por incumplimiento de las metas*
- ◆ *103 de 2000 que define la metodología para calcular el cargo a incluir en el costo unitario de prestación del servicio*
- ◆ *022 de 2001 que establece la tasa de retorno a reconocer y la metodología de remuneración de los activos existentes antes de esta resolución, así como la forma de remunerar los proyectos de expansión del sistema.*

Teniendo en cuenta las disposiciones de la Ley 142 de 1994, la Comisión dio continuidad al proceso de revisión de la fórmula tarifaria aplicable a esta actividad, la cual había estado vigente por más de cinco años.

La revisión de la metodología tarifaria empleada para remunerar la actividad de transmisión ocupó una parte importante de la Agenda Regulatoria de 2008. El trabajo realizado durante esta vigencia tuvo como fundamento las propuestas regulatorias publicadas en 2005 y 2007, las cuales se resumen a continuación.

Resolución	Fecha de Publicación	Comentarios
007 de 2005	11 de marzo de 2005	Se va a considerar las bases para la revisión de la metodología.
098 de 2007	11 de diciembre de 2007	Se va a publicar un proyecto de resolución para la definición de la tasa de retorno de la actividad.
110 de 2009	24 de enero de 2009	De va a conocer el proyecto de resolución que incluye la metodología de remuneración, valores de unidades constructivas, esquema de compensaciones cuando no se preste el servicio en las condiciones de calidad exigidas de la transmisión y determinación del cargo por uso.

En este sentido, durante 2008 la Comisión se concentró en divulgar estas propuestas regulatorias, analizar los comentarios recibidos en relación con las mismas y elaborar una nueva metodología que finalmente se aprobó en febrero de 2009 (Resolución CREG 011).

Para facilitar la comprensión de las propuestas regulatorias, la CREG elaboró una cartilla explicativa de la nueva metodología, la cual fue enviada a las gobernaciones de los departamentos cuyas redes de energía se conectan al Sistema Interconectado Nacional.

Así mismo, con el propósito de divulgar las propuestas regulatorias mencionadas, la Comisión realizó Audiencias Públicas en las ciudades de Cali, Medellín, Barranquilla y Bogotá durante los meses de mayo y junio de 2008. Estas audiencias sirvieron de espacio para dar a conocer en forma detallada las resoluciones citadas y para atender observaciones y preguntas de agentes y usuarios.

Mediante la circular 065 de 2008 se invitó a las empresas que desarrollan la actividad de transmisión de energía eléctrica y a los terceros interesados a participar en un taller sobre la propuesta de metodología de remuneración, el cual se realizó en las instalaciones de la CREG en julio de 2008.

El trabajo de la Comisión también abarcó el análisis de tres estudios relacionados con la tasa de retorno, los cuales fueron entregados por Andesco, Codensa y Asocodis en 2007, y el estudio de los comentarios presentados por Andesco, ISA, ANDI, Isagen, Transelca, EPM, EEB, EPSA, el Comité Asesor de Planeamiento de Transmisión (CAPT) y Acolgen.

Teniendo en cuenta el alcance de las propuestas regulatorias publicadas en 2005 y 2007, y los comentarios presentados por los usuarios y la industria, la Comisión definió la nueva metodología que reúne los aspectos relacionados con la remuneración de la actividad de transmisión: valoración de activos, requisitos de calidad del servicio y fórmulas de cálculo de la remuneración de los transmisores y de la tarifa de los usuarios, entre otros.

En cuanto a la expansión del sistema, continúa vigente el esquema de seleccionar el agente que se encargue de construir los nuevos proyectos, mediante procesos que estimulen y garanticen la libre competencia.

Elementos de la nueva metodología tarifaria:

Definición de la Tasa de Retorno:

- ◆ En las bases de revisión de la metodología se anunció la propuesta de acoger un procedimiento para calcular la tasa de retorno similar al utilizado en la actividad de distribución, que tiene en cuenta los costos de la deuda y del capital propio de los agentes.

- ♦ *La tasa de retorno del 9% reconocida actualmente se fijó en la Resolución CREG 051 de 1998 y no se tenía un procedimiento definido para su cálculo. Mediante la Resolución CREG 083 de 2008 se estableció el procedimiento para calcular la tasa de retorno, las variables a utilizar y las fuentes de estas variables; el resultado obtenido es un valor de 11,5% en términos constantes antes de impuestos.*

Revisión del esquema de calidad:

- ♦ *Teniendo en cuenta que en la actividad de transmisión se remunera principalmente la disponibilidad de los activos, en la revisión del esquema de calidad se propuso descontar de la tarifa al usuario final un valor correspondiente a los activos que no cumplan con las condiciones de calidad exigida.*
- ♦ *Para esto se estableció un número máximo de horas de indisponibilidad al año, de manera que si el número real sobrepasa este límite se disminuye la remuneración de los activos respectivos. Con este propósito se revisó la historia de los reportes de eventos y la duración de los mantenimientos de los activos que conforman el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y con base en ellos se definieron los nuevos límites de horas permitidos para estar por fuera de operación.*
- ♦ *Adicionalmente, se incluyó un nuevo aspecto a considerar en la calidad del servicio, relacionado con aquellos casos en que una falla en el sistema de transmisión ocasiona la no entrega de energía eléctrica en algunas áreas del sistema interconectado. Dependiendo de la cantidad de energía no suministrada se disminuye el ingreso del transmisor y por ende la tarifa del usuario.*

6. DISTRIBUCIÓN

El marco regulatorio aplicable a la actividad de distribución, que al inicio de 2008 estaba definido mediante la Resolución CREG 082 de 2002, había estado vigente por más de cinco años.

Las labores de la Comisión en relación con esta materia fueron precedidas por la expedición del Plan Nacional de Desarrollo 2006 – 2010, el cual sirvió, entre otras cosas, de marco para definir las políticas gubernamentales con respecto al servicio de energía eléctrica.

El Plan planteó la importancia de impulsar una política de acceso a los servicios públicos de energía eléctrica y gas, soportada en los principios de aumento de la cobertura con criterios de sostenibilidad, mejoramiento de la calidad de los servicios y fortalecimiento de las empresas prestadoras de los mismos.

En particular, el Plan Nacional de Desarrollo 2006 – 2010 dispuso:

- ▶ *“Sistemas de distribución. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), con base en los lineamientos de política del Ministerio de Minas y Energía, implementará un esquema regulatorio*

que: (1) incentive la expansión de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional; y (2) permita fijar cargos homogéneos por uso de las redes de distribución de energía eléctrica para usuarios de una misma área de distribución. De esta manera, a través del uso de instrumentos regulatorios, el Gobierno Nacional buscará mitigar las disparidades existentes en tarifas de energía eléctrica de áreas geográficas con características comunes. Además, el Ministerio de Minas y Energía y la CREG, en el marco de sus competencias, liderarán el desarrollo de los mecanismos legales y regulatorios que permitan la transferencia de recursos entre operadores de un área de distribución, respetando el principio de eficiencia. Estas medidas contribuirán a alcanzar la meta de aumentar la cobertura del Sistema Interconectado Nacional a 95,1% durante el presente cuatrienio. (...)”

Estos lineamientos de política pública y aquellos desarrollados a través de los Decretos 388 de 2007 y 1111 y 3451 de 2008 fueron tomados como referencia para el desarrollo de la labor regulatoria de la Comisión. En tal sentido se establecieron las Áreas de Distribución de Energía Eléctrica y la respectiva

metodología de distribución de ingresos, a través de las Resoluciones CREG 058, 068 y 070 de 2008, con lo cual se permitió el inicio de la aplicación del esquema en el segundo semestre de 2008.

Durante 2008 el trabajo de la Comisión en la actividad de distribución se enfocó en la revisión de la metodología tarifaria aplicable a esta actividad y en la definición de los mecanismos regulatorios requeridos para implementar la figura de Áreas de Distribución.

a. Metodología de remuneración de la actividad de distribución

La nueva metodología para remunerar la actividad de distribución se estableció a través de la Resolución CREG 097 de 2008, que introdujo cambios significativos respecto de la definida a través de la Resolución CREG 082 de 2002.

Mejoramiento de la calidad

- ◆ *Hasta el momento, para la definición de los estándares de calidad del servicio se tomaron como referencia el número y la duración de las interrupciones del servicio. De esta manera cuando un Operador de Red excede los límites de cantidad de interrupciones o duración de las mismas, establecidos en la regulación, dicha empresa debe compensar al usuario por el exceso sobre los límites.*
- ◆ *La nueva metodología mantiene estos estándares de duración y frecuencia e introduce importantes aportes al respecto, al establecer esquemas de incentivos para el mejoramiento de la calidad, consistentes en permitir que un Operador de Red reduzca las tarifas cuando desmejora la calidad del servicio o pueda incrementarla cuando los índices con los que se monitorea la calidad del servicio presentan mejoras significativas.*
- ◆ *Los detalles metodológicos y de cálculo se encuentran en el Capítulo 11 del Anexo General de la Resolución CREG 097 de 2008 y en el documento CREG 071 de 2008, elaborado como soporte de dicha resolución.*

Revisión de la tasa de retorno

- ◆ *Teniendo en cuenta que la tasa de retorno es el rendimiento esperado de una inversión en una actividad determinada, al momento de actualizar los componentes con base en los cuales se calcula dicha tasa para la actividad de Distribución se encontró que se debía revisar.*
- ◆ *La metodología de remuneración de Distribución establece dos tipos de sistemas con distintas tasas de retorno asociadas diferenciadas principalmente por el tipo de riesgos que enfrentan los agentes en cada uno de los sistemas de distribución.*
- ◆ *Para el primer segmento de activos, denominados de Conexión al Sistema de Transmisión Nacional y de Nivel de Tensión 4, la tasa disminuyó de 14,06% a 13,0% en términos constantes antes de impuestos.*
- ◆ *Para el segundo segmento de activos, denominados de Distribución Local, la tasa bajó de 16,06% a 13,9% en términos constantes antes de impuestos.*
- ◆ *Los detalles de cálculo de las variables tenidas en cuenta en cada caso se encuentran en la Resolución CREG 093 de 2008.*

Actualización de costos de infraestructura

- ◆ *Los costos de reposición e instalación de los activos se actualizaron, para lo cual se realizó un estudio que consideró información de los Operadores de Red, de los fabricantes de equipos y de entidades que contrataron obras de infraestructura eléctrica durante los cinco años anteriores al estudio.*

Clasificación detallada de inventarios

- ◆ Dada la cantidad de equipos que intervienen en el proceso de Distribución de energía eléctrica, es necesario clasificarlos por “familias” de equipos o de infraestructura. A esas “familias” con equipos similares se les denomina Unidades Constructivas.
- ◆ La nueva metodología definió nuevas Unidades Constructivas para mejorar la clasificación de los equipos existentes en las redes, precisando la valoración de los equipos de los Operadores de Red. Las Unidades Constructivas se encuentran disponibles para consulta en el Capítulo 5 del Anexo General de la Resolución CREG 097 de 2008.
- ◆ La nueva metodología también introdujo ajustes importantes en el cálculo del reconocimiento de pérdidas de energía y en la determinación de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento.
- ◆ Para la definición de esta metodología regulatoria fue necesario el desarrollo de diversos estudios y resoluciones, sometidos a consulta de los usuarios y agentes de la industria.

Estudios y resoluciones

Documento	Fecha Publicación	Comentarios
Circular 003 de 2008	11 de enero de 2008	Publicación del estudio para la revisión del factor de productividad.
Resolución 001 de 2008	17 de enero de 2008	Propuesta de Resolución Tasa de Retorno.
Circular 005 de 2008	23 de enero de 2008	Da a conocer el estudio de Unidades Constructivas.
Circular 008 de 2008	29 de enero de 2008	Da a conocer la propuesta metodológica para la valoración de activos de Nivel de Tensión 1.
Circular 022 de 2008	06 de marzo de 2008	Hace público el estudio de costos eficientes de AOM.
Circular 024 de 2008	11 de marzo de 2008	Da a conocer el estudio de pérdidas de energía.
Resolución 036 de 2008	29 de abril de 2008	Propuesta de Metodología de remuneración de la actividad de Distribución de Energía Eléctrica.
Resolución 093 de 2008	27 de agosto de 2008	Define la metodología para el cálculo de la tasa de retorno.
Resolución 094 de 2008	27 de agosto de 2008	Nueva propuesta de Metodología de remuneración de la actividad de Distribución de Energía Eléctrica
Resolución 097 de 2008	26 de septiembre de 2008	Define la metodología para la remuneración de la actividad de Distribución de Energía Eléctrica.
Resolución 133 de 2008	28 de octubre de 2008	Aclara y corrige algunas disposiciones de la Resolución CREG 097 de 2008.
Resolución 166 de 2008	22 de diciembre de 2008	Modifica algunas disposiciones de la Resolución CREG 097 de 2008.

Adicionalmente, en desarrollo del Decreto 2696 de 2004 que establece un mecanismo de divulgación y participación ciudadana, la CREG realizó las siguientes actividades:

- ▶ Elaboró una cartilla explicativa del alcance de la propuesta regulatoria.
- ▶ Envío el 16 de mayo de 2008 dicha cartilla a los Gobernadores de los departamentos donde existe presencia de redes del Sistema Interconectado Nacional.
- ▶ Realizó audiencias públicas en las cuales se explicaron los principales aspectos de la metodología: Cali (4 de junio de 2008), Medellín (5 de junio de 2008), Barranquilla (6 de junio de 2008) y Bogotá D.C. (9 de junio de 2008).
- ▶ Realizó talleres con los Operadores de Red para explicar las propuestas regulatorias y recibir comentarios: (15 y 19 de mayo, 28 de mayo al 6 de junio, 16 y 24 de junio, 1 al 10 de julio).

b. Metodología de Áreas de Distribución

Mediante el Decreto 388 de 2007 se ordenó a la CREG que conformara Áreas de Distribución como parte de la metodología que estableciera la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, de manera que existiera un cargo único por nivel de tensión en cada una de dichas áreas.

Estas áreas fueron definidas como el “Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución Local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley.”

El objetivo es equilibrar los diferentes cargos por uso que pagan los usuarios en un mismo departamento o región.

El Decreto 388 de 2007 fue modificado por el Decreto 1111 de 2008, ordenando que la conformación de las Áreas entrara en vigencia a más tardar dentro de los treinta (30) días siguientes a su expedición.

De esta manera se expidieron las resoluciones CREG 058, 068 y 070 de 2008, las cuales permitieron la entrada en operación de las Áreas de Distribución en los departamentos de Cundinamarca y el Valle del Cauca en el segundo semestre de 2008.

7. COMERCIALIZACIÓN

La Comisión, a través de la Resolución CREG 068 de 2002, publicó las bases sobre las cuales se definiría el nuevo Cargo Regulado de Comercialización de Electricidad.

Durante el proceso para definir la nueva metodología se expidió la Ley 812 del 2003 (Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006) que estableció nuevas reglas en la estructura de los mercados de comercialización y en la atención a los usuarios y en la expansión de las redes.

De acuerdo con esta ley, el gobierno Nacional expidió los Decretos 3734 de diciembre 19 de 2003

que reglamentó el artículo 65 de la Ley 812 en relación con la comercialización de energía eléctrica, y el Decreto 3735 que reglamentó los artículos 63 y 64 de la Ley 812 de 2003 en relación con el programa de normalización de redes eléctricas y los esquemas diferenciales de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Aspectos establecidos por los decretos

- ▶ Mecanismos de implementación de la nueva estructura de los mercados de comercialización, en términos de establecer los criterios que permitieran una composición equitativa de diferentes tipos de usuarios para todos los comercializadores de un mercado
- ▶ Criterios de ejecución del programa de normalización de redes eléctricas de Barrios Subnormales
- ▶ Mecanismos de comercialización para los denominados esquemas diferenciales de prestación del servicio.

La implementación de estos decretos implicó un nuevo esquema de remuneración del servicio, con variaciones significativas frente a lo dispuesto en las bases metodológicas establecidas con anterioridad.

Por eso la CREG realizó varios estudios y análisis internos que dieron las bases teóricas y regulatorias para introducir en el cargo de comercialización lo establecido por el Gobierno Nacional.

Con base en todos estos estudios y análisis la Comisión publicó para consulta el Documento CREG 044 de 2007 en el que presentó una propuesta del esquema de comercialización minorista para el sector eléctrico.

Sin embargo, casi al mismo tiempo, el Ministerio de Minas y Energía en colaboración con la Agencia Americana para el Desarrollo Internacional (USAID), contrató la realización de varios estudios, cuyos resultados se consideraron importantes introducir en la regulación que estaba en trámite de expedición y que además fueron la base del Decreto 387 de febrero 13 de 2007.

Con dicha norma se establecieron las políticas generales de comercialización del servicio de energía eléctrica en los siguientes aspectos:

- ▶ Las pérdidas totales de energía de un Mercado de Comercialización, que se apliquen para efectos del cálculo de la demanda comercial de los Comercializadores Minoristas que actúen en dicho Mercado, se distribuirán entre éstos a prorrata de sus ventas.
- ▶ El Operador de Red será el responsable por la gestión integral de las pérdidas de energía en el Mercado de Comercialización asociado a sus redes. La regulación creará los mecanismos para incentivar la implantación de planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica de corto, mediano y largo plazo para llegar a niveles eficientes en cada Mercado de Comercialización.
- ▶ La CREG le reconocerá al OR el costo eficiente del plan de reducción de Pérdidas No Técnicas, el cual será trasladado a todos los Usuarios Regulados y No Regulados conectados al respectivo Mercado.
- ▶ Los Usuarios Regulados pertenecientes a un mismo Mercado de Comercialización sufragarán el servicio prestado por los Comercializadores Minoristas que actúen en dicho mercado, a través del cobro de un monto uniforme único que refleje el Costo Base de Comercialización; y un Margen de Comercialización.
- ▶ Posteriormente el Decreto 4977 de diciembre de 2007 modificó el Decreto 387 y cambió los mecanismos de distribución de pérdidas entre los agentes con lo cual permitió una excepción en el cobro de costos fijos de comercialización a usuarios de estratos 1 y 2.
- ▶ El Decreto 4978 de 2007 reiteró y precisó los criterios de aplicación de los esquemas diferenciales de prestación del servicio, establecidos mediante el Decreto 3735 de 2003.

Durante el 2008 La CREG contempló dentro de su Agenda Regulatoria acciones para fortalecer el marco regulatorio de la actividad de comercialización de energía eléctrica, con el fin de promover la competencia donde sea viable y conveniente; y garantizar el acceso al servicio a todos los usuarios.

En el 2008 y lo que va corrido de 2009 la Comisión

ha trabajado en seis aspectos relacionados con la comercialización.

- ▶ La metodología de remuneración de la actividad de comercialización.
- ▶ El reglamento de comercialización.
- ▶ La regulación de la calidad del servicio de comercialización.
- ▶ La caracterización de las Zonas Especiales
- ▶ El código de medida.
- ▶ La actualización de la Resolución CREG 108 de 1997.

El trabajo contempló la expedición de una resolución definitiva y una resolución de consulta, la elaboración y discusión de una resolución de consulta que no fue aprobada por razones de carácter fiscal y la realización de un taller con la industria para la presentación y discusión de varios de estos temas.

Resolución	Fecha Publicación	Comentarios
119/2007	24 de Enero de 2008	Define la fórmula tarifaria para establecer el costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica a usuarios regulados.
168/2008	26 de diciembre de 2008	Por la cual se establece una opción tarifaria para definir los costos máximos de prestación del servicio que podrán ser trasladados a los usuarios regulados del servicio público de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.
120/2007	8 de abril de 2008	Pone a consideración de los interesados la modificación del Código de Medida.
Documento de agosto de 2008	No fue publicado	Propuesta de metodología para establecer los cargos de comercialización.

En relación con la nueva metodología tarifaria, en agosto de 2008 el Comité de Expertos presentó a consideración de la CREG una propuesta para fijar los cargos de comercialización y para su aplicación a los esquemas diferenciales de comercialización. Esta propuesta no fue aprobada teniendo en cuenta el impacto fiscal que podría tener esta medida.

Con respecto al reglamento de comercialización, a la regulación de la calidad de la comercialización y el código de medida, la CREG realizó diferentes talleres y análisis que permitieron enriquecer las discusiones, revelar los mayores problemas e inconvenientes que enfrentan las empresas y los usuarios; y ampliar

el horizonte de soluciones a través del análisis de experiencias internacionales.

En términos generales, la revisión de las metodologías tarifarias aplicables a las actividades de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica comprendió la expedición de 10 resoluciones de consulta, la realización de 8 audiencias públicas y 8 talleres con la industria para la presentación y discusión de estas propuestas regulatorias, y la expedición de 11 resoluciones definitivas.

8. ZONAS NO INTERCONECTADAS

Las Zonas No Interconectadas corresponden a aquellos centros poblados que no están conectados al Sistema Interconectado Nacional. Su área geográfica corresponde al 66% del territorio nacional y en ellas habitan alrededor de 1,8 millones de personas ubicadas en aproximadamente 1.199 centros poblados. Estas cifras permiten formar una idea de la dispersión de estas comunidades y de su baja densidad poblacional.

La prestación del servicio de energía eléctrica en estas

áreas depende en un 96% de plantas térmicas que usan combustibles fósiles, mientras que el restante se atiende utilizando recursos renovables como plantas hidráulicas o sistemas fotovoltaicos.

Adicionalmente, la prestación del servicio en las Zonas No Interconectadas se ha caracterizado por bajos niveles de cobertura, altos costos, constante asistencia de la Nación con subsidios a la oferta y a la demanda y deficiente gestión de algunos prestadores de estas zonas.

Si bien las Leyes 142 y 143 de 1994 establecen el marco legal aplicable a la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en todo el territorio nacional, recientemente se adoptaron algunas normas con importante incidencia en la prestación de este servicio en las Zonas No Interconectadas.

Se destaca la Ley 1117 de 2006 que define un régimen especial de subsidios por menores tarifas para los usuarios de estas regiones del país y la Ley 1151 de 2007 que habilita al Ministerio de Minas y Energía para conformar Áreas de Servicio Exclusivo en estas zonas.

Artículo 65 de la Ley 1151 de 2007 (Plan Nacional de Desarrollo 2006 – 2010)

- ♦ **“Artículo 65. Servicio de Energía Eléctrica en Zonas No Interconectadas.** El Ministerio de Minas y Energía diseñará esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas. Para este propósito, podrá establecer áreas de servicio exclusivo para todas las actividades involucradas en el servicio de energía eléctrica (...)”

En concordancia con lo anterior, la Comisión avanzó en la definición de un nuevo marco regulatorio aplicable a las Zonas No Interconectadas.

El primer resultado de este proceso fue la Resolución CREG 091 de 2007, mediante la cual se establecieron las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y las fórmulas tarifarias generales para establecer el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas.

Durante el 2008 se trabajó en la difusión del marco tarifario definido en la Resolución CREG 091 de 2007,

en la definición de los lineamientos para determinar la metodología tarifaria aplicable al Archipiélago de San Andrés y en el desarrollo de la regulación necesaria para la conformación de áreas de servicio exclusivo por parte del Ministerio de Minas y Energía.

Las actividades realizadas durante los años 2007, 2008 y los primeros meses de 2009 se resume en la expedición de nueve (9) resoluciones de consulta, la realización de dos (2) talleres con los usuarios, los prestadores del servicio y las entidades públicas, y la expedición de siete (7) resoluciones de carácter definitivo que contienen los elementos esenciales de la nueva regulación para las Zonas No Interconectadas.

Expedición de resoluciones de consulta y definitivas

- ◆ La CREG definió las reglas para verificar la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en los contratos para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas y los lineamientos generales y las condiciones a las cuales deben someterse ellos.
- ◆ La propuesta regulatoria fue sometida a comentarios mediante las resoluciones de consulta publicadas bajo los números 072 y 152 de 2008, para el Archipiélago de San Andrés, y la Resolución 153 de 2008, para las demás Zonas No Interconectadas.
- ◆ Las anteriores actuaciones quedaron en firme a través de las Resoluciones definitivas CREG 160 de 2008, aplicable al Archipiélago de San Andrés, y 161 de 2008, aplicable al resto de estas zonas.
- ◆ Adicionalmente, con la Resolución CREG 085 de 2008 se publicaron para consulta las normas sobre las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y las fórmulas tarifarias generales para establecer el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica en el Archipiélago de San Andrés.

Publicación de Cartillas

- ◆ La CREG publicó dos cartillas durante 2008 con las cuales se presentó de manera didáctica el desarrollo regulatorio propuesto.
- ◆ Con la "Guía para la determinación de costos de prestación del servicio eléctrico en las Zonas No Interconectadas ZNI", se buscó tener una herramienta para que los prestadores del servicio en las Zonas No Interconectadas y demás interesados tengan una mejor comprensión sobre la aplicación de la metodología tarifaria.
- ◆ Con el "Marco Regulatorio y Tarifario de Electricidad para el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina", se presentaron las propuestas regulatorias de la CREG relacionadas con las metodologías tarifarias para definir el costo unitario de prestación del servicio.

Talleres

- ◆ La CREG desarrolló un taller sobre la aplicación de la Resolución CREG 091 de 2007, en el que participaron prestadores de las Zonas No Interconectadas y del Sistema Interconectado Nacional, entidades públicas y demás interesados.
- ◆ Este taller que se realizó en Bogotá los días 7 y 8 de febrero de 2008 tuvo como objetivo brindar herramientas a los prestadores del servicio para la aplicación de la regulación.
- ◆ También se realizó un taller en la ciudad de San Andrés, el día 27 de octubre de 2008, en el cual se expuso la propuesta regulatoria aplicable al Archipiélago y se contestaron las preguntas de los asistentes y usuarios.

9. METAS PARA EL 2009

Mercado mayorista

- ▶ Asignación de Obligaciones de Energía para los períodos diciembre 2009 - noviembre 2010 y diciembre 2013 - noviembre 2014.
- ▶ Desarrollo regulatorio de demanda desconectable.
- ▶ Separación de oferta de costo de arranque y parada de variables de plantas térmicas.
- ▶ Desarrollo regulatorio para llevar a cabo la subastas del Mercado organizado MOR.
- ▶ Redacción de resolución de regulación armonizada para intercambios Colombia Panamá.

Transmisión

- ▶ Revisión de los inventarios de activos y de la información de gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) que los transmisores le entregaron a la CREG con base en la metodología de remuneración de la actividad de transmisión aprobada mediante la Resolución CREG 011 de 2009
- ▶ Solicitud a cada uno de los agentes absolver las inquietudes o inconsistencias encontradas.
- ▶ Una vez aprobados los inventarios y los gastos de AOM dar inicio a la aplicación de la nueva metodología de remuneración.
- ▶ Contar con un reglamento de reporte de eventos para tener información centralizada que permita identificar en forma clara las indisponibilidades de los activos, los agentes responsables y, con base en ella, calcular el ingreso de los transmisores. Esto permitirá dar aplicación al nuevo esquema de calidad.

Distribución

- ▶ Revisión de solicitudes de los Operadores de Red realizando verificaciones a la infraestructura utilizada, los costos de Administración, Operación y Mantenimiento reportados por dichas empresas, los volúmenes de la energía que circuló por cada uno de los sistemas y toda la información aportada.
- ▶ Expedición de resoluciones con la aprobación de cargos.
- ▶ Una vez estén en firme los nuevos cargos, el Ministerio de Minas y Energía podrá establecer nuevas Áreas de Distribución.
- ▶ Esquema de calidad de energía eléctrica para establecer un Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad para cada uno de los Operadores de Red del país.
- ▶ Diagnóstico par establecer metas adecuadas para mejorar la calidad del producto entregado al usuario.
- ▶ Metodología para el reconocimiento de los costos eficientes de los planes de reducción y/o mantenimiento de pérdidas de energía eléctrica y lineamientos bajo los cuales los Operadores de Red deben presentar a la CREG dichos planes.
- ▶ Nueva metodología para determinar los costos máximos que deben aplicar los municipios o distritos para remunerar a los prestadores del servicio de alumbrado público.

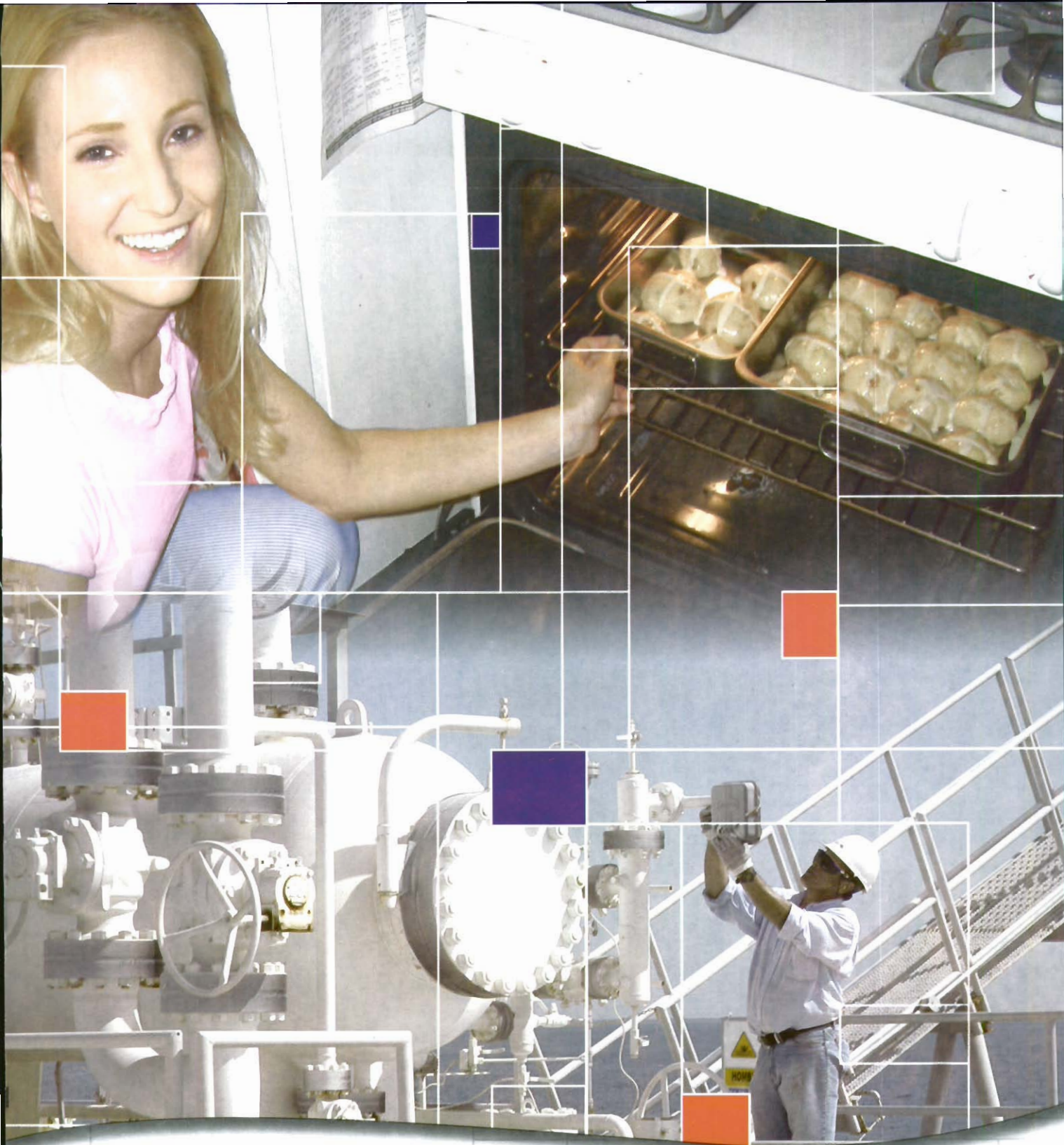
Comercialización

- ▶ Someter a consulta la nueva fórmula tarifaria que permite a los comercializadores calcular el cargo que deben cobrar a los usuarios regulados por el servicio de comercialización de energía eléctrica.
- ▶ En la actualidad está en proceso de estudio la expedición de un reglamento de comercialización que regule las relaciones entre los agentes que ejercen esta actividad y el resto de los agentes de la cadena productiva.

- ▶ Se busca expedir por primera vez la regulación de calidad del servicio de comercialización de energía eléctrica.
- ▶ Se pretende expedir un documento de consulta para el 2009, con el objeto de expedir la resolución definitiva en 2010.
- ▶ Actualizar la resolución que establece los criterios de protección al usuario que complementa las normas generales de protección ya vigentes. Se pretende publicar una resolución para consulta de los interesados en 2010.
- ▶ Actualizar el código de medida vigente, con el objeto de incorporar las nuevas soluciones tecnológicas existentes en el mercado, corregir o adicionar procedimientos que permitan dirimir las discrepancias y discusiones entre los agentes y los usuarios; y analizar la conveniencia de relajar los requisitos técnicos exigidos para el mercado en competencia.

ZNI

- ▶ Revisión y actualización del costo promedio de capital (WACC) definido en la Resolución CREG 091 de 2007
- ▶ Determinación de la forma como se debe remunerar a los contratistas de las áreas de servicio exclusivo el gas combustible que utilicen para la generación
- ▶ Verificación del cumplimiento de los criterios para la inclusión de cláusulas de exclusividad en las áreas de Amazonas, Vaupés y San Andrés, propuestas por el Ministerio de Minas y Energía
- ▶ Determinación de una nueva componente de las fórmulas tarifarias aplicables a las áreas de servicio exclusivo que busca incentivar el ahorro de combustible fósil
- ▶ Aclaración del concepto de Mercado Relevante de Comercialización.
- ▶ Regulación correspondiente al desarrollo de los planes de reducción de pérdidas.



Gestión Misional

Gas Natural



CREG

Comisión de Regulación
de Energía y Gas

Responsabilidad y Transparencia

Lealtad.

Reconocer la confianza que tienen en la CREG y en sus funcionarios con el fin de hacer aquello con lo que uno se comprometió siendo fieles a la entidad.

Los funcionarios de la CREG somos leales y preservamos la confidencialidad de la información institucional.

Gestión Misional

Gas Natural

En materia de gas natural en el 2008 se logró establecer un nuevo esquema de comercialización de la Producción Disponible para Oferta en Firme (PDOF) y aprobar nuevos elementos con base en el Reglamento Único de Transporte (RUT), que fortalece la aplicación de las reglas comerciales, operacionales y de calidad de gas que deben cumplir los transportadores y los usuarios del servicio de transporte.

Así mismo, la CREG sometió a conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales se efectuarán los estudios para determinar la metodología de remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas combustible y la fórmula tarifaria, para el siguiente periodo tarifario.

La labor realizada permitió atender más de 20 solicitudes de cargos de distribución y comercialización para GLP por redes y gas natural para nuevos mercados. Con estas solicitudes se espera que se atiendan casi 135 mil nuevos usuarios.

1. PRODUCCIÓN

Uno de los principales objetivos durante el 2008 estuvo centrado en garantizar el suministro de gas en firme a largo plazo proveniente de los campos de producción con precio libre.

Para ello, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) propuso un esquema de subastas para la asignación de este gas mediante la Resolución CREG 088, la cual sometió a consulta de los agentes y terceros interesados para que hicieran comentarios.

Adicionalmente se contrató al Profesor Peter Crampton para realizar un estudio al respecto que fue dado a conocer a los agentes mediante un Taller que se llevó a cabo en el mes de agosto de 2008.

Este tema se desarrolló para dar cumplimiento al Decreto 2687 de julio de 2008 expedido por el Ministerio de Minas y Energía, en el que se definieron instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural.

Aspectos generales del decreto

1. *La obligación de atención prioritaria de la demanda interna.*
2. *La asignación del gas natural de propiedad del Estado a la atención prioritaria de la demanda interna.*
3. *La certificación de las reservas probadas por parte de los productores ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos.*
4. *La asignación a la CREG del diseño de un Procedimiento de Comercialización de la Producción Disponible para Ofertar declarada por los agentes.*
5. *La asignación de la producción disponible para ofertar de los campos con precios máximos regulados.*
6. *La exigencia de declarar por parte de los productores y productores comercializadores*

de la Producción Disponible para Oferta en Firme -PDOF, la Producción Disponible para Ofertar Interrumpible - PDOI, la Producción Comprometida y el Potencial de Producción de cada campo.

7. La elaboración de un plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural por un periodo de 10 años por parte de la UPME
8. La asignación a la CREG de la definición de los criterios de confiabilidad y el esquema tarifario para remunerar las inversiones eficientes que los agentes presentes.

En el mes de septiembre la Comisión expidió la Resolución CREG 095 que estableció el siguiente esquema de comercialización de la Producción Disponible para Oferta en Firme - PDOF:

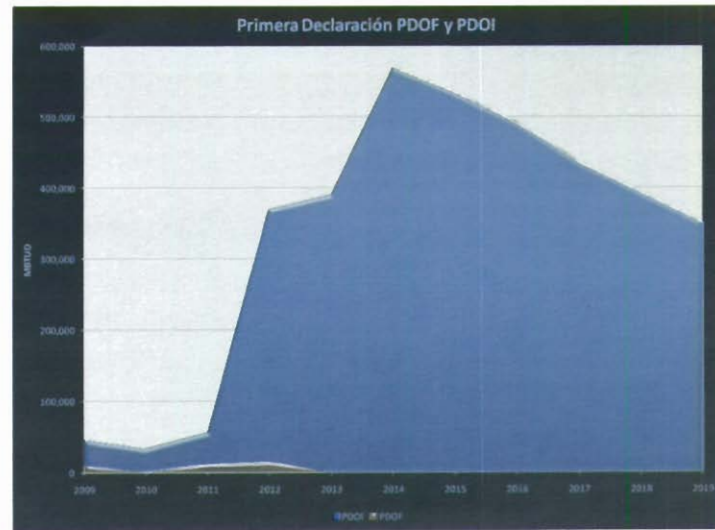
1. Si las Solicitudes de Compra recibidas por parte de los agentes superan la Producción Disponible para Oferta en Firme - PDOF deberá comercializarse hasta su agotamiento a través de una subasta.
2. Si las Solicitudes de Compra recibidas por parte de los agentes no superan la Producción Disponible para Oferta en Firme - PDOF podrá comercializarse a través de negociaciones bilaterales.

El Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 4670 con el cual pospuso la primera declaración de producción con el fin de que quede afectada por el perfeccionamiento de prórrogas de contratos y la suscripción de nuevos contratos para la atención de la demanda interna.

Efectos del marco normativo y regulatorio

1. La Producción Disponible para Oferta en Firme - PDOF Agregada para 2009 corresponde al 1.38% del consumo de gas natural en 2008, a 0.12% en 2010, a 1.7% en 2011 y 2.17% para 2012.
2. De otro lado, la Producción Disponible para Ofertar Interrumpible - PDOI Agregada para 2009 corresponde al 6.42% del consumo de gas natural en 2008, a 4.76% para 2010, a 7.77% en 2011 y 50.36% en 2012.

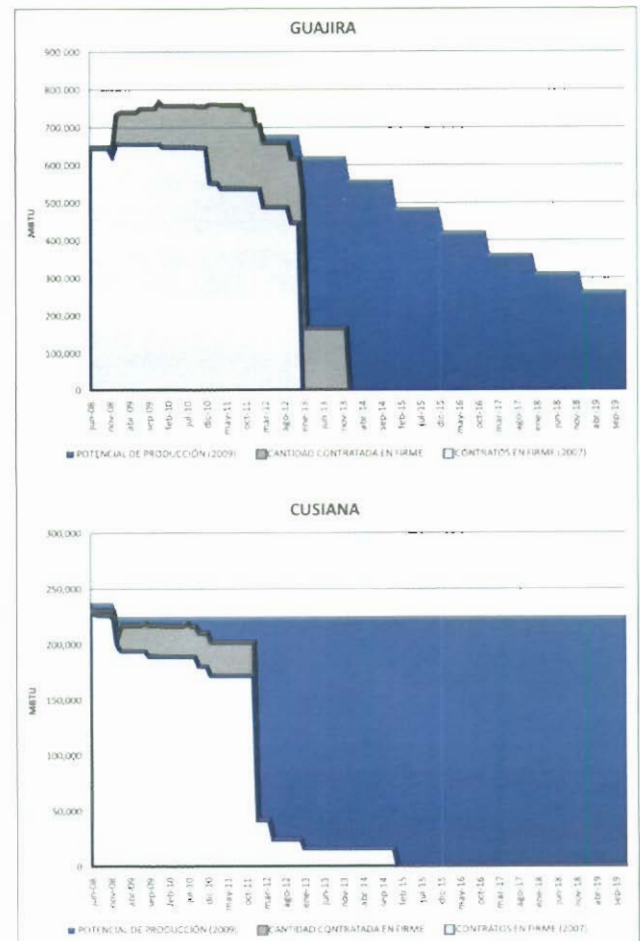
Resultados de la Primera Declaración de PDOF y PDOI



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Cálculos: CREG

3. La asignación de contratos de suministro en firme de los campos de Guajira y Cusiana indica que el primero tiene un nivel de sobrecontratación de acuerdo con la declaración de Potencial de Producción y de los Contratos de Suministro en Firme reportados.

Contratos de Suministro de Gas en Firme y Potencial de Producción



Fuente: Agentes, Cálculos: CREG

Lo anterior permite concluir que las directivas de política definidas en el Decreto 2687 de 2008 no resolvieron los problemas de eficiencia asignativa en el mercado de contratos de suministro en firme de gas natural que permitan dar las señales económicas de escasez, necesarias para guiar las decisiones de producción y consumo que despejen el mercado.

2. TRANSPORTE

En el año 2008 se adelantaron estudios y análisis tendientes a establecer una nueva metodología para remunerar la actividad de transporte de gas natural por gasoductos.

Uno de los aspectos relevantes de esta nueva metodología es el relacionado con las señales adecuadas para incentivar la expansión eficiente del sector de transporte de gas.

Es importante tener en cuenta que el Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural permite transportar el gas que consumen alrededor de 5 millones de usuarios de gas natural y más de 300 mil vehículos en el país.

Los estudios se relacionaron con el costo de capital y el riesgo cambiario en la actividad de transporte de gas. De acuerdo con esto, mediante la Resolución CREG 157 de 2008 se sometió a consulta la metodología para determinar el costo de capital, y el tipo de moneda asociada a los cargos fijos y variables, para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

Así mismo, mediante las Resoluciones CREG 102 y 139 de 2008 se aprobaron los cargos regulados para el gasoducto de transporte entre Cali y Popayán. Es importante indicar que con este gasoducto se prevé atender en los próximos años cerca de 70.000 nuevos usuarios del servicio público domiciliario de gas natural. Se espera que este gasoducto entre en operación en 2010.

También se adelantaron los procesos administrativos tendientes a resolver las solicitudes de cargos regulados para el Gasoducto Toledo – Cúcuta y el Gasoducto Campo Tello – Hobo – Florencia. De acuerdo con lo previsto por el Transportador, a través del gasoducto Toledo – Cúcuta se espera atender en el mediano plazo alrededor de 100.000 usuarios ubicados en los municipios de Cúcuta, Villa del

Rosario, Los Patios y Chinácota. Con el gasoducto Campo – Tello – Hobo – Florencia se atenderán más de 40.000 usuarios ubicados en los municipios de Florencia, Pitalito, Timaná y Altamira.

Con respecto al Reglamento Único de Transporte (RUT), se establecen las reglas comerciales, operacionales y de calidad de gas que deben cumplir los transportadores y los usuarios del servicio de transporte (Remitentes).

Durante 2008 se analizaron y aprobaron los siguientes elementos:

- ◆ *Resolución CREG 041 de 2008 se actualizaron aspectos operacionales sobre medición de gas establecidos en el RUT. En particular se definieron los conceptos de Estación de Transferencia de Custodia y Punto de Transferencia de Custodia. Las Estaciones están instaladas en los Puntos de Transferencia de Custodia y en ellas se realiza, entre otros aspectos, la medición del gas.*
- ◆ *Resolución CREG 084 de 2008 se sometió a consulta la propuesta de incluir un nuevo elemento de calidad en el RUT para garantizar que la mezcla de gases esté dentro del rango para el cual fueron diseñados los gasodomésticos. Este parámetro gana importancia en la medida en que el usuario reciba mezcla de gases de diferentes pozos como se prevé en el corto plazo (ej. gas de Guajira, Cusiana, Gibraltar).*

3. DISTRIBUCIÓN – COMERCIALIZACIÓN

La Comisión sometió a conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales se efectuarán los estudios para determinar la metodología de remuneración de dichas actividades y la fórmula tarifaria, en el siguiente período tarifario.

En estas bases se hace un diagnóstico del período tarifario vigente, se tienen en cuenta los comentarios de la industria sobre la aplicación de la metodología actual (Resolución CREG 011 de 2003) y se definen los aspectos que se van a tener en cuenta para la definición de la nueva metodología tarifaria.

De acuerdo con el diagnóstico realizado para dichas bases, se observó que el número de usuarios había crecido durante el período tarifario vigente en un 44%, el número de municipios había aumentado en un 10% y la cobertura había llegado a un 73% de su potencial.

La CREG inició la contratación y ejecución de los estudios tendientes a definir los aspectos a revisar en la nueva metodología. Uno de ellos, fue el estudio de análisis del efecto de la metodología de Canasta de Tarifas el cual se realizó a través de la firma Sanig Servicios y cuyo objetivo fue evaluar el cumplimiento de los propósitos establecidos por el regulador y el impacto que ha tenido para el sector del gas.

Dicho estudio también evaluó la aplicación de la metodología de canasta de tarifas establecida en la Resolución CREG 011 de 2003, incluyendo los aspectos conceptuales de la metodología, el cumplimiento de los propósitos iniciales para los cuales fue definida, la aplicación de la misma y el análisis de los aspectos positivos y negativos.

Otro de los objetivos de este estudio fue plantear y recomendar mecanismos de mejora o modificación y/o evaluar otras metodologías posibles.

Por otra parte, La Comisión publicó los Términos de Referencia para la contratación del Estudio de Actualización de Unidades Constructivas para distribución de gas por redes de tuberías, los cuales no se pudieron iniciar por declararse desierto los dos concursos que fueron abiertos. No obstante, se proyectó para el 2009 el ajustar los Términos y realizar el proceso de contratación.

Con el propósito de ajustar la regulación de la actividad de revisiones periódicas de las instalaciones internas de gas natural y analizar la conveniencia de introducir el costo dentro del cargo de distribución, la CREG contrató a la empresa Divisa para realizar un estudio

mediante el cual se pueda definir procedimientos, costos, plazos y responsabilidades en la actividad de revisión de las instalaciones internas de los usuarios.

Este estudio mostró que además de la CREG, en el tema de las instalaciones internas de gas están involucradas por su competencia otras entidades como el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, el Ministerio de Minas y Energía, la Superintendencia de Industria y Comercio y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Por lo tanto, es importante delimitar funciones y hacer un trabajo conjunto de regulación y vigilancia para cerciorarse que se haga de forma adecuada la actividad de revisiones a las instalaciones internas, garantizando así la seguridad del usuario y protegiéndolo sobre posibles abusos.

4. ATENCIÓN DE SOLICITUDES

Una labor constante de la Comisión es la atención de las solicitudes que llegan a la entidad. En el 2008 se atendieron más de 20 solicitudes de cargos de distribución y comercialización para GLP por redes y gas natural para nuevos mercados.

Con estas solicitudes se espera que se atiendan casi 135 mil nuevos usuarios, se construyan 2.200 kilómetros de red y se realice una inversión aproximada de \$78 mil millones (a pesos de diciembre de 2007), que abarca los departamentos de Antioquia, Boyacá, Caquetá, Cesar, Cauca, Huila, Magdalena Meta, Norte de Santander, Santander y Tolima.

5. COMPRA DE GAS

Teniendo en cuenta que el balance comercial de oferta y demanda indicaba que hasta el año 2012 la capacidad de producción podía ser inferior a la demanda de contratos de suministro en firme de gas natural, la CREG consideró necesario revisar la Resolución CREG 011 de 2003 en lo referente a las convocatorias para la compra de gas por parte de los comercializadores que atienden demanda regulada con el fin de evitar procedimientos particulares para la asignación de gas en dicha condición de mercado.

Lo anterior se hizo teniendo en cuenta que tal como está diseñado el mecanismo, el comercializador no podría participar en las subastas organizadas por los productores, toda vez que la Resolución CREG 011 de 2003 obligaba a buscar el mínimo valor posible para la suma de suministro y transporte mediante convocatorias originadas en los compradores.

Además, todo Comercializador que atienda Usuarios Regulados debe tener contratos vigentes de suministro y transporte de gas combustible que aseguren la continuidad en el mercado atendido.

En este sentido, se expidió una nueva regulación en la cual se ampliaron los mecanismos de compra de gas por parte de los comercializadores y según lo aconsejen las condiciones del mercado.

Mecanismos de compra de gas

- ◆ Realizar convocatorias públicas de compra de gas combustible
- ◆ Participar en las convocatorias de venta de gas combustible que realice un Productor – Comercializador o un comercializador, o
- ◆ Adelantar negociaciones bilaterales.

De igual manera, se dejó a los Comercializadores que atienden Usuarios Regulados la responsabilidad de asegurar la continuidad en la prestación del servicio a través de contratos vigentes de suministro y transporte de gas combustible y/o con mecanismos complementarios que lo soporten.

Para ello, se estableció que si agotados los mecanismos descritos de compra no se asegura la continuidad, el Distribuidor-Comercializador podrá complementar los contratos suscritos con infraestructura, contratos de almacenamiento, contratos de respaldo o con el uso de combustibles técnicamente intercambiables con el gas combustible contemplado en su Contrato de Condiciones Uniformes, previa autorización de la CREG cuando implique modificación a las fórmulas tarifarias para cada actividad.

CUMPLIMIENTO DE LA METAS DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO

- ◆ Aumento de la cobertura con criterio de sostenibilidad.
- ◆ Mejoramiento de la calidad de los servicios prestados.
- ◆ Fortalecimiento de las empresas prestadoras de servicios públicos.

De acuerdo con el Plan Nacional de Desarrollo, el Ministerio de Minas y Energía diseñará y pondrá en marcha un programa de masificación del uso del gas licuado de petróleo, teniendo en cuenta lo siguiente:

- ◆ Evaluar la viabilidad de establecer áreas de servicio exclusivo para la distribución y/o comercialización de gas por redes en capitales de departamento y cabeceras municipales donde la sustitución de energía eléctrica por gas natural no sea viable económicamente.
- ◆ Analizar la viabilidad de establecer incentivos para que los agentes formales de la cadena presten los servicios de distribución y comercialización de gas licuado de petróleo por medio de cilindros en áreas rurales.
- ◆ Realizar una evaluación de zonas rurales no atendidas por el programa GLP Rural, con el fin de determinar la viabilidad de continuar y/o complementar este programa.
- ◆ Desarrollar mecanismos de subasta para la asignación de las áreas de servicio exclusivo. La CREG revisará el marco regulatorio de las actividades de distribución y comercialización de gas propano para uso domiciliario, con base en lo anterior.

Se determinó que el Ministerio de Minas y Energía evalúe la conveniencia de impulsar los cambios normativos orientados a aumentar la cuota de fomento con base en el valor de la tarifa que se cobra por el gas natural objeto del transporte y que se destina al Fondo Especial Cuota de Fomento.

Lo anterior con el objeto de continuar la promoción y cofinanciación de proyectos dirigidos al desarrollo de infraestructura para el uso del gas natural en las regiones donde este combustible es el sustituto energético más eficiente, desde el punto de vista económico.

En relación con el abastecimiento energético el Plan determinó la necesidad de regulación de precios del gas natural en puntos de entrada al sistema nacional de transporte, con el objeto de promover el uso eficiente de los diferentes sustitutos energéticos.

Para ello asignó a la CREG la función de evaluar e implementar los mecanismos regulatorios necesarios para que los precios de gas natural incentiven el abastecimiento de este energético, en concordancia con las políticas públicas definidas por el Gobierno Nacional.

También estableció con respecto a la Confiabilidad en el suministro y/o transporte de gas natural que la CREG diseñe e implemente un mecanismo regulatorio que promueva la inversión en facilidades para el suministro y/o transporte de gas para períodos de contingencia, con el objeto de asegurar la continuidad del servicio.

Este mecanismo debe tener en consideración un análisis costo beneficio para la inclusión de dichas facilidades en el sistema de distribución o transporte de gas natural.

Finalmente, consideró necesaria la Coordinación de la operación de los sectores gas y electricidad. La CREG y el Ministerio de Minas y Energía deben evaluar las reformas regulatorias necesarias para optimizar el proceso de coordinación entre el despacho eléctrico y la nominación de gas, asegurando la continuidad y confiabilidad de estos servicios.

Teniendo en cuenta las metas del Plan Nacional de Desarrollo expuestas anteriormente, la Comisión en conjunto con el Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Unidad de Planeación Minero Energética durante el 2008 desarrolló un estudio de evaluación de riesgos de abastecimiento de hidrocarburos en el corto y mediano plazo con la firma Arthur D Little en el que

se recomienda la revisión del precio máximo regulado de suministro de gas, aspecto que se encuentra en análisis.

Sobre el tema de confiabilidad en la prestación del servicio, la Comisión incluyó el tema en las Bases para la remuneración de las actividades de Distribución y Comercialización y la fórmula tarifaria, con el propósito de analizar los aspectos a regular. Lo anterior teniendo en cuenta además que el Decreto del Ministerio de Minas 2687 de 2008.

Artículo 14

- ♦ *"Inversiones para Asegurar la Confiabilidad del Servicio. Los Transportadores de gas natural, los distribuidores de gas natural y/o cualquier otro Agente que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, podrán incluir dentro de su plan de inversiones, aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural".*

De igual manera la CREG aprobó los cargos de los proyectos de transporte y distribución que fueron financiados con recursos de los fondos públicos tales como los gasoductos de transporte entre Cali y Popayán y los cargos de distribución y comercialización para la prestación del servicio de gas combustible por red para más de 10 mercados relevantes que cuentan con aportes del Fondo Especial Cuota de Fomento y del Fondo Nacional de Regalías.

En estos casos la Comisión discrimina los recursos correspondientes a la inversión pública en las resoluciones particulares de aprobación de cargos. No obstante lo anterior, es de aclarar que la ejecución de las inversiones y el desarrollo de los proyectos competen directamente a las empresas que han realizado las solicitudes tarifarias.

Así mismo, el Ministerio de Minas y Energía inició el estudio para la "Estructuración Técnica, Legal y Financiera de Concesiones de Áreas de Servicio Exclusivo para la Prestación del Servicio de Gas Combustible".

6. METAS PARA EL 2009

- ▶ Determinar cómo se verifica la existencia de los motivos que permiten la inclusión de ASE en los contratos
- ▶ Definir los lineamientos generales y las condiciones a las que deben someterse los contratos para que antes de que se abra una licitación se incluyan estas cláusulas dentro de los contratos propuestos.
- ▶ Verificar que las ASE son indispensables para asegurar la viabilidad financiera de la extensión de la cobertura a las personas de menores ingresos.
- ▶ Establecer una regulación para la implementación de un Sistema de información para el mercado de gas con el propósito de consolidar un mecanismo de información pública que integre datos comerciales y operacionales sobre el suministro y transporte de gas natural que sea de fácil acceso y que contribuya a la toma de decisiones del sector.
- ▶ Definir la metodología de remuneración de la actividad para el período 2009-2013 y las condiciones para que agentes diferentes a los transportadores desarrollen proyectos asociados a esta actividad.
- ▶ Expedir la metodología para la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas combustible por redes, así como la definición de la fórmula tarifaria, con el propósito que en el año siguiente se estén aprobando los cargos respectivos.



Gestión Misional

Gas Licuado de Petróleo

GLP



Comisión de Regulación
de Energía y Gas

Responsabilidad y Transparencia

COMPROMISO

Tener la disposición de satisfacer las necesidades. Nos comprometemos en ir más allá del simple deber, trabajamos con creatividad, entusiasmo y diligencia para contribuir al cumplimiento de la misión y de la visión de la entidad.



Gestión Misional Gas Licuado de Petróleo

El año 2008, fue sin lugar a dudas un año trascendental para la regulación de Gas Licuado de Petróleo (GLP) pues se logró expedir las normas mediante las cuales se desarrolla un nuevo esquema de comercialización de este servicio público con el fin de hacerlo más seguro y darle un mejor servicio al usuario final.

Para entender mejor los logros normativos del sector de GLP en el último año, es importante conocer la regulación que se venía aplicando.

1. CONTEXTO HISTÓRICO

En 1995, después de que la Presidencia de la República aclaró que el GLP es un Servicio Público Domiciliario y por ello sujeto a la regulación de la CREG y al control y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, la Comisión expidió las primeras resoluciones para el sector.

Dicha regulación consistió básicamente en la publicación de precios máximos para la venta de GLP a usuarios finales, como tradicionalmente lo había determinado el Ministerio de Minas y Energía.

En 1996 la Comisión expidió el Marco Regulatorio para el sector a través de la Resolución CREG 074 y un año después con la Resolución CREG 083 de 1997 el primer Marco Tarifario con el cual comenzó a regir a partir de marzo de 1998 el primer período tarifario diseñado con base en fórmulas tarifarias.

Ese marco regulatorio se expidió con un carácter transitorio, mientras se lograban dos objetivos:

- ▶ Permitir la adaptación progresiva del sector a las nuevas reglas de mercado establecidas en la ley de servicios públicos domiciliarios
- ▶ Dar el tiempo suficiente para que la CREG desarrollara estudios especiales que recopilaran información suficiente del sector para producir una regulación de largo plazo.

De esta forma la CREG estructuró sus primeras propuestas en las Resoluciones CREG 066 de 2002 y CREG 109 de 2003, con las cuales empezaron a conformarse las normas de un nuevo marco tarifario y regulatorio para el sector.

Después de amplias discusiones con la industria, otras instituciones gubernamentales y diversos agentes interesados, se presentó una propuesta ajustada con la Resolución CREG 069 de 2005 sobre la cual, sin embargo, persistió un alto nivel de controversia.

Uno de los temas centrales de estas discusiones fue la conveniencia de mantener un esquema de “parque de cilindros universales”.

En este esquema los cilindros usados para la prestación del servicio son propiedad, en su mayoría, de los usuarios quienes los adquieren para empezar a recibir el servicio; y en una proporción menor (11%) de los agentes envasadores quienes los adquieren para tener un parque operativo de cilindros en el proceso de llenado y distribución antes de llegar a los usuarios.

El uso de cada cilindro es “universal” porque todos los cilindros son usados por todas las empresas y usuarios sin distinción, lo cual hace muy probable que el cilindro original que el usuario compró nunca vuelva a sus manos.

Así ocurre con los cilindros adquiridos por el envasador-distribuidor, ya que una vez lo entregan a los usuarios éstos pueden devolverlos vacíos a otro agente distribuidor diferente. Este esquema no incentiva el adecuado manejo y correcto mantenimiento de los cilindros.

Por otra parte, la demanda del servicio público domiciliario de gas en cilindros se redujo entre el 2001 y el 2005 por la penetración acelerada del gas natural en las principales ciudades de Colombia.

Eso obligó a los agentes prestadores del servicio de GLP a desplazarse a zonas más alejadas, principalmente en

el área rural, para tratar de mantener sus volúmenes de negocio.

En muchos casos, para reducir los costos de estas nuevas operaciones y aprovechando el esquema de "parque universal", los agentes introdujeron prácticas comerciales que llevaron a una prestación del servicio sin cumplir normas técnicas y regulatorias, originando fallas en la seguridad y calidad del producto y del servicio.

Esas prácticas conocidas como "informalidad" en la prestación del servicio de GLP se describieron en el Documento CREG D-050 de 2007.

Aspectos relevantes del Documento D-050

- ◆ *Las plantas envasadoras, siendo instalaciones industriales que representan un riesgo a la seguridad general, en muchas oportunidades no cumplen con las normas establecidas en el Reglamento Técnico vigente del Ministerio de Minas y Energía, y en ciertos casos se desarrolla en instalaciones precarias, adaptadas de manera transitoria para tal fin.*
- ◆ *Los cilindros son llenados sin la revisión previa para garantizar su seguridad antes de colocarlos en el mercado. A esto se suma una práctica detectada de maltrato de los cilindros tanto vacíos como ya envasados.*
- ◆ *Hay problemas de mala calidad del servicio y del producto, ocasionados por la informalidad: i) la mayoría de las empresas distribuidoras no drenan los cilindros antes de envasarlos, afectando negativa y significativamente la calidad del producto recibido por el usuario final y, ii) frecuentemente tercerizan el traslado y entrega del producto envasado al usuario final a través de la figura de los "fleteros", a pesar de que esta figura no es viable a la luz de la regulación vigente.*
- ◆ *Fuera de la planta de envasado se altera la composición y la cantidad del producto envasado, trasvasando producto entre cilindros de diferentes denominaciones, con evidente riesgo para las personas comprometidas en esta actividad, para la comunidad en general y para los usuarios del GLP.*
- ◆ *Esta última práctica requiere la utilización de cilindros que poseen los fleteros, los cuales nunca son objeto de revisión en una planta de envasado, generando así una situación adicional de inseguridad.*
- ◆ *Puesto que los fleteros no son empresas formalmente constituidas como Empresas de Servicios Públicos han escapado del esquema de vigilancia y control, facilitando el que no se comprometan con un servicio post-venta al usuario final, ni con la calidad del producto suministrado, ni mucho menos con el estado de los cilindros utilizados.*
- ◆ *La adopción de prácticas no deseables por parte de estos fleteros ha incentivado además el incumplimiento de la identificación del vehículo y de la entrega de un recibo con los requisitos establecidos en la regulación vigente. Por consiguiente, en la mayoría de los casos, el usuario del servicio no logra identificar claramente a su prestador.*

Las situaciones descritas conducen a que en la práctica el servicio al usuario final no esté diferenciado. Esta falta de diferenciación por el incumplimiento de

la regulación también ha facilitado la proliferación de expendios sobre los cuales no responde ningún distribuidor."

Desde el 2001 la CREG identificó otro problema relacionado con la existencia del “parque universal”; la ausencia de incentivos para que los distribuidores inviertan recursos en el mantenimiento de los cilindros.

El malestado del parque, documentado en los estudios de la Comisión, se abocó creando una componente en la tarifa: el “margen de seguridad”, administrada centralmente y destinada al mantenimiento y reposición del parque de cilindros.

Esta solución no resolvió el problema de la reducción en la vida útil de los cilindros como consecuencia

del maltrato a lo largo de toda la actividad de distribución–comercialización.

Por eso una de las discusiones más controversiales fue cómo diferenciar las marcas en los envases minoristas del GLP, considerado como elemento esencial para resolver los problemas descritos.

Esta discusión quedó zanjada con la Ley del Plan Nacional de Desarrollo-2006-2010 (Ley 1151 de 2007), disposición sobre la cual se basa el nuevo Reglamento de las actividades de Distribución y Comercialización Minorista del GLP

- ◆ *“ARTÍCULO 62. Servicio Domiciliario de Gas Licuado. Dentro del término de dieciocho (18) meses siguientes a la expedición de esta Ley, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), adoptará los cambios necesarios en la regulación para que la remuneración asociada a la reposición y el mantenimiento de los cilindros de Gas licuado de petróleo y de los tanques estacionarios utilizados para el servicio público domiciliarios sea incorporada en la tarifa, introduciendo además un esquema de responsabilidad de marca en cilindros de propiedad de los distribuidores que haga posible identificar el prestador del servicio público de Gas licuado de petróleo que deberá responder por la calidad y seguridad del combustible distribuido.*
- ◆ *El margen de seguridad de que trata el artículo 23 de la ley 689 de 2001 se eliminará a partir del 31 de diciembre de 2010. A partir de la entrada en vigencia de la regulación prevista en el inciso anterior, el margen de seguridad de que trata el artículo 23 de la ley 689 de 2001 se destinará a la financiación de las actividades necesarias para la implementación del cambio de esquema, con sujeción a la reglamentación que para efecto expida la CREG. Y su monto se integrará al margen de distribución del servicio domiciliario del gas licuado de petróleo.”*

2. CUMPLIMIENTO DE LA LEY DEL PLAN

El objetivo fundamental de la CREG para el sector del GLP en el 2008 fue producir una regulación estable y sostenible en el largo plazo que permita la transformación de este servicio y su posicionamiento como un energético seguro, confiable y competitivo.

El cumplimiento de las obligaciones impuestas por la Ley 1151 copó una parte sustancial del tiempo del grupo de trabajo, sin embargo las disposiciones emitidas desde la promulgación de la Ley, mediados de 2007, durante 2008 y en los primeros meses de 2009, cubren todas las actividades que componen la cadena de prestación de este servicio.

De esta forma se expidieron 16 resoluciones de consulta, se realizaron 2 talleres con la industria para la presentación y discusión de estas propuestas

regulatorias y 5 audiencias públicas, se expidieron 20 resoluciones definitivas que contienen los elementos esenciales de la nueva regulación del sector de GLP y se elaboró una cartilla didáctica para mayor comprensión por parte de la industria, los usuarios y la comunidad en general.

A continuación se presentan en forma resumida las principales Resoluciones emitidas indicando los temas cubiertos, y se hace una explicación en mayor detalle de dos temas: el denominado “Nuevo Esquema de Prestación del Servicio de GLP”, que es el relacionado con el cumplimiento de lo ordenado en el Artículo 62 de la Ley 1151–Ley del Plan de Desarrollo 2006-2010, y la nueva regulación para el Archipiélago de San Andrés.

Resoluciones referentes al Producto (G)

Resolución	Fecha Publicación	Comentarios
066/2007	Agosto 24 2007	Fija precios regulados a paridad exportación para GLP producido por Ecopetrol, según la fuente, o importado por éste. Libera precio del producto importado o producido por otros agentes. (Proceso iniciado en 2006 con Resolución de consulta y audiencias).
059/2008	Junio 24 2008	Da inicio a la aplicación de la 066/07. Permite transitoriamente a Ecopetrol hacer una canasta de tarifas para cobrar un precio único.
002/2009	Febrero 13 2009	Corrige el factor "alfa" de la 066/07 para permitir la utilización del butano sobrante en refinería de Cartagena cuando substituye propano importado más costoso.

Resoluciones referentes al Transporte de Producto por Ductos (T)

Resolución	Fecha Publicación	Comentarios
038/2008	Abril 23 2008	Establece para consulta la tasa de remuneración de la inversión en activos de transporte (WACC), la vida útil regulatoria y el factor de productividad de dichos activos.
122/2008	Octubre 30 2008	Adopta los criterios generales para remunerar la actividad de transporte de GLP por ductos, sean dedicados (propanoductos) o compartidos con otros combustibles (poliductos). (Proceso iniciado en 2007 con Resolución de consulta y audiencias).
049/2009	Mayo 21 2009	Somete a consulta disposiciones para garantizar el libre acceso a los sistemas de transporte de GLP.

Resoluciones referentes al Almacenamiento Mayorista (N)

Resolución	Fecha Publicación	Comentarios
24/2008	Marzo 13 2008	Adopta la regulación para el período de transición que permite a los Almacenadores Mayoristas adaptarse al nuevo régimen de remuneración de su actividad mediante negociación directa y libre con los productores y transportadores que requieren almacenamiento. (Proceso iniciado en 2007 con Resolución de consulta y audiencias)

Resoluciones referentes a la Distribución y Comercialización (D y C)

Resolución	Fecha Publicación	Comentarios
063/2007	Julio 31 2007	Somete a consulta el Reglamento de Distribución y Comercialización Minorista de GLP, que incluye la separación de las actividades de Distribución y Comercialización y las obligaciones sobre marcación de los cilindros (Ley 1151 de 2007).
096/2007	Diciembre 6 2007	Somete a consulta el régimen aplicable al período de transición de un esquema de parque universal a un esquema de parque marcado de propiedad de los distribuidores para el servicio de GLP.
023/2008	Marzo 13 2008	Establece el nuevo Reglamento de Distribución y Comercialización Minorista de GLP.
045/2008	Mayo 8 2008	Establece la regulación aplicable al Período de Transición de un esquema de parque universal de cilindros a un esquema de parque marcado de cilindros de propiedad de los distribuidores, en el marco de la prestación del servicio público de distribución de GLP y se dictan otras disposiciones con respecto al Margen de Seguridad.
060/2008	Junio 24 2008	Somete a consulta la metodología para el establecimiento de la remuneración de las actividades de Distribución y Comercialización Minorista del Servicio Público Domiciliario de GLP.
001/2009	Febrero 18 2009	Se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos de Distribución y Comercialización Minorista de GLP (Régimen de Libertad Vigilada).

Resoluciones referentes al Servicio de GLP en San Andrés

Resolución	Fecha Publicación	Comentarios
030/2007	Abril 9 2007	Somete a consulta los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de Transporte de Gases Licuados del Petróleo (GLP) a la Isla de San Andrés.
073/2008	Agosto 15 2008	Somete a consulta los criterios para la remuneración de la actividad de Transporte de Gas Licuado del Petróleo (GLP) al Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.
050/2009	Mayo 21 2009	Establece los criterios para la remuneración de la actividad de Transporte de GLP al Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina

Las disposiciones adoptadas por la CREG en el 2008 con respecto al servicio público domiciliario de GLP abarcaron todos los eslabones de la cadena, desde dar los incentivos necesarios para asegurar la disponibilidad del producto y proponer reglas de acceso al sistema de transporte para posibilitar la participación de otros agentes en el suministro del

producto, hasta re-definir el rol de los almacenadores mayoristas y separar la actividad de distribución y envasado de la actividad de comercialización minorista con miras a introducir mayores elementos de competencia y ofrecer alternativas a los agentes que no puedan adaptarse a las nuevas reglas que se derivan del esquema de marcas exigido por la Ley.

3. NUEVO ESQUEMA DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO (D y C)

El objetivo fundamental de esta regulación expedida en desarrollo de lo ordenado por la Ley 1151, es "brindar las reglas que coadyuven a la eliminación de las condiciones de informalidad en la medida en que se propenda por la participación de empresas formales, es decir empresas que cumplan con todos los requisitos para prestar el servicio y apliquen toda la regulación establecida, y se facilite el control de dicho cumplimiento".

Con estos propósitos, después de cumplir con toda la normatividad en el proceso de consulta y de realizar talleres explicativos con los agentes, se expidió la Resolución CREG 023 de 2008 que define la nueva estructura de la industria, es decir, las posibilidades de integración de las actividades que la conforman, la asignación de responsabilidades a los diferentes agentes y la relación entre ellos; así como los requisitos de los agentes para ejercer las actividades de Distribución y

Comercialización Minorista de GLP, sus responsabilidades y obligaciones, incluyendo las referentes a la marcación de cilindros.

Estas normas tienen aplicación inmediata y su diseño está concebido para el nuevo esquema de cilindros marcados de propiedad de los distribuidores, lo cual permite al usuario identificar al prestador del servicio, único responsable de la seguridad del envase y de la calidad del producto comercializado en sus cilindros, independientemente de quien los comercialice.

En este sentido, la Resolución CREG 023 de 2008 representa la meta de organización y formalización del sector que se desea alcanzar, pero requirió del cuidadoso diseño de una transición a partir del esquema de "parque universal".

Resolución CREG 045 de 2008

- ◆ *Permitir el aprovechamiento y uso de un parque universal de cilindros recientemente repuesto y pagado por los usuarios*
- ◆ *Destruir los cilindros del parque universal que no cumplen con las normas técnicas o no son aptos para la prestación del servicio*
- ◆ *Introducir Cilindros Nuevos Marcados de manera tal que se garantice en todo momento la existencia de cilindros suficientes para prestar el servicio durante el período de transición*
- ◆ *Reconocer al usuario un valor adecuado por su cilindro y determinar un mecanismo equitativo de compra de estos cilindros por parte de las empresas distribuidoras*
- ◆ *Garantizar que el usuario reciba la remuneración correspondiente por la venta de su cilindro al distribuidor*
- ◆ *Determinar un mecanismo de marcación y control de marcación que permita identificar que quien marca ha pagado por ese cilindro y es de su propiedad*
- ◆ *Garantizar a todos los agentes existentes en el sector, la oportunidad de adaptarse al nuevo esquema de prestación del servicio de manera equitativa*

El buen diseño del Período de Transición es crucial para lograr los objetivos generales del Nuevo Esquema, entre ellos conseguir el remplazo total del parque universal por un parque marcado pero también conciliar adecuadamente los intereses de los usuarios, quienes compraron cilindros universales y han pagado a lo largo de los años el Margen de Seguridad para garantizar su mantenimiento y reposición; con el de los agentes que deben encontrar caminos viables para cumplir la regulación del Nuevo Esquema y adaptarse a él.

De igual forma se requería un mecanismo de información al usuario ya que él es un protagonista fundamental del Nuevo Esquema.

4. NUEVA REGULACIÓN PARA SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA

De tiempo atrás la Comisión ha tenido una gran preocupación por las precarias condiciones de seguridad con que se realiza el transporte del GLP al Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

Aunque la responsabilidad de este transporte le fue asignada por la regulación a Ecopetrol, en la realidad esta entidad delegó la organización y administración del transporte en los distribuidores locales.

Como consecuencia, hoy el transporte de GLP a San Andrés se realiza utilizando los mismos cilindros metálicos de la distribución al usuario final, los cuales son manipulados en forma inadecuada tanto

Una conclusión en este punto puede resumirse con la declaración contenida en el Documento D-050 del 12 de Julio de 2007:

“Si bien la CREG ha trabajado con el objetivo de producir una regulación estable y sostenible en el largo plazo que permita la transformación de este servicio, es claro que la participación de las empresas a través del cumplimiento de la regulación y de las normas, la búsqueda de la eficiencia y el compromiso con la transformación de la imagen de este servicio, generados dentro de una cultura de autocontrol al interior de la industria, será la principal y más importante garantía para posicionar nuevamente al GLP como un energético seguro, confiable y competitivo.”

en el puerto de embarque como en el de recibo; están sujetos a una fuerte corrosión y deterioro; y son transportados en los pasillos laterales de la embarcación sin una seguridad adecuada.

Adicionalmente, no hay claridad en cuanto a las responsabilidades que asumen los agentes, y es ineficiente por el peso muerto de los cilindros que deben transportarse.

Para subsanar estos problemas la Comisión expidió las Resoluciones 030 de 2007 y 073 de 2008, que fueron objeto de consulta, y finalmente adoptó las normas que regulan esta actividad con la Resolución CREG 050 de 2009.

Objetivos fundamentales Resolución CREG 050

- ◆ *Asegurar la implementación de un sistema eficiente y seguro de transporte que lleve el GLP entre el continente y la Isla.*
- ◆ *Garantizar la continuidad de la prestación del servicio público domiciliario de GLP al usuario final.*
- ◆ *Definir claramente las responsabilidades del transportador del GLP al Archipiélago.*
- ◆ *Reflejar en la remuneración los costos eficientes en que incurran las empresas por el transporte del GLP.*

Con esta Resolución se invita a los Agentes interesados en realizar la actividad de transporte para que soliciten a la CREG la fijación de un cargo para adelantar la actividad, la cual deberá hacerse a granel y utilizando ISO-Tanques o ISO-Contenedores especiales para transportar líquidos, con las mismas medidas externas y que requieren la infraestructura

para su manipulación y movimiento que un contenedor estándar.

En este momento está abierto el período previsto en la regulación para la presentación de solicitudes y la CREG espera que de esta forma se cuente finalmente con un esquema seguro y confiable para realizar el transporte de GLP al Archipiélago.

5. METAS PARA EL 2009

Revisión y seguimiento de metas programas REPU e ICMA

La implementación exitosa del "Nuevo Esquema" de prestación del servicio con cilindros marcados de los distribuidores se logrará mediante los programas de Recolección del Parque Universal (REPU) y de Introducción de Cilindros Marcados (ICMA), descritos en la Resolución CREG 045 de 2008. La Comisión fijó metas que debe cumplir cada Distribuidor en estos programas, las cuales requieren seguimiento y, eventualmente, ajustes para asegurar que se recoja y destruya todo el parque universal no apto para seguir prestando el servicio, y se reemplace con cilindros nuevos marcados de propiedad de los distribuidores.

Cargos T para Ecopetrol

A finales de 2008 Ecopetrol presentó a consideración de la Comisión una solicitud de aprobación de cargos por uso de los sistemas de transporte de GLP por ductos operados por esta empresa, al tenor de la Resolución CREG 122 de 2008. La aprobación de los nuevos cargos debe darse en el año 2009, y ella marcará el inicio de la transición para des-regular el precio del almacenamiento mayorista, como se prevé en la Resolución CREG 024 de 2008.

Fórmula tarifaria

La Comisión propuso a consulta mediante la Resolución CREG 065 de 2009 la nueva fórmula tarifaria que permite a los distribuidores y comercializadores calcular el precio que deben cobrar a los usuarios finales por el servicio de GLP en cilindros, ya sean entregados a domicilio, en expendios o en puntos de venta, y por el servicio de GLP a granel en tanques estacionarios. En el año 2009 deberán realizarse las audiencias previstas normativamente para informar a todos los interesados y recoger sus comentarios, hasta culminar con la expedición de la resolución definitiva, cuya vigencia mínima será de cinco años como lo prevé la Ley 142 de 1994.

Cargos D y C para San Andrés

La Comisión ha previsto que los cargos de Distribución y Comercialización para el servicio de GLP en San Andrés deberán ser regulados, ya que existen diversas barreras de entrada que no permiten garantizar un nivel de competencia adecuado en esa región. Por lo tanto deberá expedir mediante Resolución los cargos que remuneren las dos actividades.

Reglamento de Comercialización Mayorista

Está en proceso de estudio desde el año 2008 la expedición de un Reglamento de Comercialización Mayorista que regule las relaciones entre los agentes que ejercen esta actividad y entre éstos y los Distribuidores.

Integración vertical y horizontal

En la medida en que la Comisión reguló un régimen de libertad vigilada para las tarifas que remuneran las actividades de Distribución y Comercialización (excepto en el Archipiélago de San Andrés, como se indicó antes), toma una importancia creciente asegurar las condiciones para que exista competencia en dichas actividades. Uno de los mecanismos para evitar conductas restrictivas de la competencia es dar normas que limiten la integración vertical y horizontal entre los distintos agentes. El tema está en estudio desde el año 2008, cuando la CREG expidió la Resolución 087 de 2008.

Protección al usuario

Es necesario expedir normas de protección al usuario, específicas para el servicio de GLP, que complementen las normas generales de protección ya vigentes y que refuercen el esquema de libertad vigilada de precios adoptado para las actividades de distribución y comercialización minorista.

Código de Medida

Si bien las transacciones de la cadena de prestación del servicio se basan en prácticas internacionales de medición generalmente aceptadas, se ha contemplado la necesidad de expedir un Código de Medida que regule la materia, que permita dirimir discrepancias y discusiones entre los agentes y de éstos con los usuarios buscando así la mayor transparencia en las transacciones comerciales a lo largo de la cadena.

Calidad del Servicio de Distribución y Comercialización Minorista

Tal y como lo ordena la Ley 142 de 1994, las tarifas pagadas por los usuarios del servicio deben responder a unos niveles de calidad establecidos. En la medida en que las tarifas de distribución y comercialización minorista están reguladas bajo el esquema de libertad vigilada, que se fundamenta en promover la competencia por la vía de la calidad y del precio, es necesario desarrollar la regulación de calidad que permita establecer los estándares mínimos que deben cumplir las empresas que desarrollan esta actividad, los cuales servirán de referente en los Contratos de Condiciones Uniformes.

A partir de estos niveles mínimos de calidad las empresas podrán diferenciarse por el servicio y por el producto ofrecido para hacerse más competitivas.



Gestión **Social**



CREG

Comisión de Regulación
de Energía y Gas

Responsabilidad y Transparencia

Justicia

Procurar dar a cada uno los derechos que le corresponden con un trato igualitario y sin preferencias. Desempeñamos nuestra función pública procurando que en las actuaciones se reconozcan los derechos de toda persona y ofrecemos a todos los interesados una atención exenta de discriminaciones o preferencias.

Gestión Social

El trabajo social de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), teniendo en cuenta su interacción con los agentes, los usuarios y la comunidad en general, se ha fundamentado en tres pilares básicos con el fin de brindar un mejor servicio dentro de sus principios de Responsabilidad y Transparencia: Participación ciudadana, sistemas de información y procesos judiciales.

1. PARTICIPACIÓN CIUDADANA

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), siguiendo los lineamientos del Gobierno Nacional en el tema de democracia participativa, implementó durante el 2008 varias herramientas con el fin de que la interacción con la ciudadana se convierta en un axioma de todas sus acciones.

Anteriormente y por mandato de la Ley la Comisión realizaba audiencias en varias ciudades del país, pero sin transmisión por televisión, lo que generaba que sólo un grupo limitado de personas participara en cada ciudad.

La Comisión se dio cuenta que quienes participaban en cada ciudad eran muy pocos y generalmente los mismos. Y como la idea no era cumplir la ley sólo por cumplirla, sino desarrollar su verdadero espíritu de participación ciudadana se comenzaron a hacer las Audiencias con transmisión por televisión por canales nacionales y regionales, con el fin de que más personas puedan conocer las temáticas de la regulación que se expide en energía y gas combustible, y al mismo tiempo generar un mecanismo participativo.

Este mecanismo permitió que más personas participaran de forma directa en el proceso normativo, además de conocer de primera mano las propuestas de la CREG para fijar los costos de prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía y gas.

Se hicieron nueve (9) jornadas de audiencias públicas en el país para tratar los siguientes proyectos de resolución:

- Propuestas tarifarias para los componentes de remuneración de Transmisión (T) y Distribución (D) de energía eléctrica.

Audiencias públicas realizadas

Ciudad	Fecha	Hora	Lugar
Cali	Junio 4 de 2008	9 a.m. a 1 p.m	Comfandi
Medellín	Junio 5 de 2008	9 a.m. a 1 p.m	Dann Carlton
Barranquilla	Junio 6 de 2008	9 a.m. a 1 p.m	Barranquilla Plaza
Bogotá	Junio 9 de 2008	9 a.m. a 1 p.m	Club de Ingenieros

- Propuesta tarifaria para remunerar las actividades de distribución y comercialización minorista del servicio público domiciliario de glp ("Gas Propano" o "Gas en Cilindros"). Con transmisión por televisión (Teleantioquia y Canal Institucional)

Audiencias públicas realizadas

Ciudad	Fecha	Hora	Lugar
Medellín	Septiembre 17 de 2008	9 a.m. a 1 p.m	Hotel Sheraton Cra. 43 c No. 6 sur 100
Bogotá	Septiembre 17 de 2008	12 m. a 2 p.m	RTVC (Antigua Inravisión) Av Eldorado CAN No. 46-76

- Propuesta marco regulatorio y tarifario de electricidad para el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina (Con transmisión por televisión canal regional Teleislas).

Audiencias públicas realizadas

Ciudad	Fecha	Hora	Lugar
San Andrés	Octubre 27 de 2008	9 a.m. a 1 p.m	Hotel Aquarium

- Propuesta tarifaria para remunerar el transporte del GLP ("gas propano" o "gas en cilindros") desde el continente hasta el archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina. (Con transmisión por televisión canal regional Teleislas)

Audiencias públicas realizadas

Ciudad	Fecha	Hora	Lugar
San Andrés	Noviembre 18 de 2008	10 a.m. a 12 m.	Hotel Sol Caribe Av. Colon No. 2 - 77
Bogotá	Noviembre 27 de 2008	9 a.m. a 11 a.m.	Auditorio CREG

Pero la Comisión no sólo tiene como herramienta de participación ciudadana la realización de audiencias, además realiza constantemente talleres para que la industria, los agentes y cualquier persona interesada puedan conocer las propuestas de regulación antes de que éstas queden en firme.

La idea es conocer de primera mano las opiniones de las propuestas regulatorias. Luego de esos talleres se abre un espacio para recibir comentarios a los que les damos respuesta y se tienen en cuenta para las resoluciones definitivas.

Talleres y encuentros

Tema	Participantes	No. Asistentes	Fecha
Presentación estudios de activos de Transmisión de Gas.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	63	Ene-18
Metodología de remuneración de inversión Nivel de Tensión 1.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	73	Ene-31
Aplicación Remuneración de Energía Eléctrica ZNI.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	48	Febrero 7 y 8
Factor de productividad en actividades de Transmisión y Distribución.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	95	Feb-08
Estudio de Unidades Constructivas.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	34	Feb-15
Declaración de parámetros Cargo por Confiabilidad.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	65	Feb-26
Metodología para remunerar transporte de gas natural.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	63	Mar-10
Taller de pérdidas.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	88	May-08
Proceso asignación subasta con sobre cerrado.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	36	May-22

Tema	Participantes	No. Asistentes	Fecha
Transmisión y Distribución.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	120	Mayo 22 y 23
Comercialización.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	74	Jun-03
Taller de calidad de comercialización.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	38	Jun-16
Metodología de Transmisión.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	31	Jul-07
Código de Medida.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	110	Jul-24
Comercialización de gas.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	125	Ago-21
Comercialización de gas con Peter Cramton.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	110	Ago-29
Prima de riesgo variable de transporte de gas natural.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	31	Sep-01
Metodología de Sistema de Transmisión Regional.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	80	Sep-08
Código de medida.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	19	Sept. 8,9, 10, 11 y 12
Canasta de tarifas.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	40	Sep-16
Revisiones periódicas de gas.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	38	Sep-29
Taller MOR.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	120	Nov-06
Taller aclaraciones MOR.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	146	Nov-26
Anillo de Seguridad del Cargo por Confiabilidad denominada demanda desconectada.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	30	Dic-11
Alternativa para remunerar la generación de seguridad fuera de mérito.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	41	Dic-11
Divulgación metodología de consulta de tarifas de distribución de gas.	Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados.	32	Dic-18

2. SISTEMAS DE INFORMACIÓN

En el 2008 uno de los objetivos fundamentales fue desarrollar un nuevo portal web que estuviera alineado con la política de Gobierno en Línea y que además permitiera brindar mayores y mejores servicios a los usuarios de la Comisión.

En tal sentido se realizó un proyecto que involucró el rediseño de imagen y contenido para hacer un portal amigable de fácil navegabilidad e intuitivo que guíe al visitante de manera sencilla a los diferentes contenidos.

Adicionalmente la CREG continuó con el proyecto de inteligencia de negocios en el que se agotó la etapa de diseño y se dio inicio a la implementación.

Inteligencia de Negocios se convierte en prototipo y semilla de los proyectos por venir para cubrir los principales temas regulatorios y administrativos como una herramienta que facilita la toma de decisiones.

Durante el año 2008 se desarrollaron aplicaciones que recibieron información de los agentes regulados para apoyar diferentes temas regulatorios:

- ▶ **Para el tema “Cargo por Confiabilidad” se desarrollaron las siguientes aplicaciones:**

Declaración de Interés.

Esta aplicación recibió los datos de los inversionistas interesados en participar en la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.

Declaración de ENFICC.

De esta aplicación se realizaron dos versiones que se utilizaron para registrar la ENFICC de los proyectos presentados en la Declaración de Interés. Tanto la aplicación, como la información registrada en la misma fue objeto de la auditoría externa mencionada anteriormente.

Declaración de Parámetros para el Cálculo de la ENFICC.

A través de esta aplicación los agentes que deseaban ser habilitados para participar en la subasta para asignaciones de Obligaciones de Energía firme reportaban los parámetros para el Cálculo de la ENFICC.

Declaración ENFICC GPPS.

Esta aplicación permitió el reporte de la ENFICC para los proyectos tipo GPPS, un caso particular dentro del mismo proceso del Cargo por Confiabilidad.

- ▶ **En cuanto al tema del “Cálculo de Cargos de Distribución para el período 2008-2012” se desarrolló la siguiente aplicación:**

Activos OR 2008.

Se desarrolló la aplicación en internet para el reporte por parte de cada Operador de Red del inventario de sus activos de distribución, información base para el cálculo de sus respectivos costos y cargos.

- ▶ **Para el tema de Zonas no Interconectadas se desarrolló la aplicación:**

Marco Tarifario de Energía Eléctrica en ZNI.

Esta aplicación publica la matriz Origen-Destino de transporte terrestre de combustible, según lo estipulado en la Resolución CREG 091 de 2007, artículo 24, párrafo 2.

- ▶ **Para los temas de Gas Natural, se desarrolló la siguiente aplicación:**

Verificación del Respaldo Físico GN.

Esta aplicación permite el reporte de datos para la verificación del respaldo físico de gas natural de acuerdo a lo estipulado en la Resolución CREG 114 de 2006.

Durante la vigencia 2008 también se desarrollaron aplicaciones para facilitar los flujos de información interna relacionados con los siguientes temas:

Sistema de Gestión de Calidad

Permite el registro de los requerimientos desde y hacia el administrador de calidad. Registra la estructura del mapa de procesos, sus documentos, procedimientos y sus respectivos indicadores y acciones.

Sistema de Control Interno

Permite el registro de los requerimientos desde la oficina de Control Interno de la CREG y su respuesta por parte de los funcionarios. Envía notificaciones vía correo electrónico, seguimientos de las mismas y su historia. Además permite el manejo de la agenda y tareas de la oficina de Control Interno.

Para los temas administrativos se desarrollaron los siguientes aplicativos:**Gestión Administrativa**

Permite el registro de las novedades que se generan en el área de soporte tal como solicitud de aplazamientos de vacaciones y solicitudes de carácter operativo.

Contribuciones

Permite el registro de los procesos de pago de contribuciones de las empresas reguladas por la CREG.

Gestión Humana

Permite el registro de los eventos y documentos del plan de capacitación de la CREG, permite la notificación y evaluación de los eventos realizados.

Otras dos herramientas que se diseñaron durante el 2008 para tener una interacción con el ciudadano fueron el chat y la encuesta a través del Portal web de la Comisión, con las que además se cumple con el mandato de Gobierno en Línea.

3. PROCESOS JUDICIALES

A 31 de diciembre de 2008 cursaban contra la CREG 256 procesos judiciales distribuidos en las siguientes acciones administrativas y constitucionales:

Total de Procesos.

ACCIONES	Nº
Nulidad.	10
Nulidad y restablecimiento del derecho.	229
Reparación Directa.	6
Contractual.	1
Popular.	9
Grupo.	1
Tutela.	0
Total	256

De los 256 procesos judiciales vigentes a 31 diciembre de 2009, 167 corresponden a demandas de EMGESA, BETANIA y CHIVOR contra ISA y la CREG por la liquidación del Cargo por Capacidad aplicando las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000, y 40 corresponden a demandas instauradas por Proeléctrica, Termocandelaria y Termotasajero contra ISA y la CREG por la aplicación de la Resolución CREG 034 de 2001.

Durante el año 2008 se obtuvieron 8 fallos a favor de la Comisión de Regulación de Energía y Gas GREG, proferidos por el Consejo de Estado, Tribunal Contencioso Administrativo de Cundinamarca y en el Juzgado Penal del Circuito de Guateque Boyacá, de los cuales 6 procesos fueron archivados, los restantes fueron apelados.

A su turno, se obtuvo una sentencia en contra en el Consejo de Estado en la acción de nulidad contra el artículo 54 de la Resolución CREG 108 de 1997. No hubo condena económica contra la CREG.

De otro lado, Termotasajero desistió de 37 demandas instauradas contra ISA y la CREG por la aplicación de la Resolución CREG 034 de 2001.



Gestión **Humana**




CREG

Comisión de Regulación
de Energía y Gas

Responsabilidad y Transparencia

Respeto

Reconocer el derecho de los demás a tener sus diferencias y particularidades. Para nosotros el respeto es fundamental, por lo tanto, rechazamos la discriminación, ya sea por diferencias de raza, religión, credo u opinión. Este es un pilar fundamental del trabajo en equipo.



Gestión Humana

En lo que tiene que ver con la permanencia como funcionarios de la CREG, durante el año 2008, la Coordinación Administrativa y Financiera, por una parte, expidió algunas disposiciones internas para adaptarse a las nuevas políticas institucionales que en materia de Gestión del Talento Humano han emitido las autoridades nacionales, y por otra parte, adelanto actividades de Bienestar Social y Capacitación. Vale anotar que algunas de las disposiciones, entraron a regir en el año 2009

DISPOSICIONES EMITIDAS:

- ◆ *Sistema transitorio de Evaluación del Desempeño*
- ◆ *Reglamento de la Ley de Acoso Laboral*
- ◆ *Régimen de Estímulos Incentivos (para aplicar a partir del año 2009)*
- ◆ *Cartilla de Inducción y Re inducción (en proceso de revisión)*

1. BIENESTAR SOCIAL

Las acciones adelantadas en el área de Bienestar Social, estuvieron destinadas a cubrir a todo el personal de la Entidad y además se extendió a los hijos de los funcionarios, quienes se beneficiaron con algunas actividades de recreación programadas durante el año.

Para el desarrollo de las acciones adelantadas durante el año 2008, se suscribió un Convenio con la Caja de Compensación Familiar Cafam, a través de la cual se llevaron a cabo las siguientes actividades:

- ▶ Ecoterapia realizada en el mes de abril, para los hijos de los funcionarios
- ▶ Campamento en Villa de Leyva, para hijos mayores de 12 y hasta 18 años, realizado el 3 de julio
- ▶ Vacaciones recreativas para los niños mayores de 5 años y menores de 12 años, realizadas el 25 de junio.
- ▶ Torneo de Bolos para los funcionarios, realizado los días 9,16 y 23 de mayo y 17 y 24 de octubre.
- ▶ Caminata para los funcionarios realizada el 3 de octubre en Chocontá – Mchetá.
- ▶ Reunión del Día de las Brujas.
- ▶ Visita al Parque Panaca en la que participaron funcionarios e hijos, el día 6 de diciembre.
- ▶ Atención de exámenes y consultas médicas para funcionarios.

2. CAPACITACION

De acuerdo con las necesidades de formación y capacitación identificadas para la vigencia 2008, la CREG elaboró e implementó los planes semestrales de formación y capacitación.

Capacitaciones Programadas I Semestre

- ◆ Actualización en Microeconomía II parte.
- ◆ Actualización en Subastas.
- ◆ Idiomas.
- ◆ Ensamble, configuración y mantenimiento de Computadores.
- ◆ Etiqueta y Protocolo.
- ◆ Manejo de Cajas menores,, inventarios y Almacén.
- ◆ Planeación Estratégica.
- ◆ Contratación Estatal.
- ◆ Congreso AIGLP (Uruguay).

Capacitaciones programadas II Semestre

- ◆ Microeconomía.
- ◆ Redacción.
- ◆ Presentaciones de Alto impacto.
- ◆ Ofimática.
- ◆ Idiomas.
- ◆ Calidad.
- ◆ Gestión Documental.
- ◆ Contratación Estatal.

Porcentaje de ejecución del plan de formación y entrenamiento para el segundo semestre de 2008 89%^o

Porcentaje de ejecución del plan de formación y entrenamiento para el primer semestre de 2008 100%

Número de formaciones realizadas	Número de formaciones programadas
Capacitaciones programadas:	9
Capacitaciones efectuadas	9

Número de formaciones realizadas	Número de formaciones programadas
Capacitaciones programadas:	9
Capacitaciones efectuadas	8

Con el fin de fortalecer el conocimiento en temas regulatorios, los funcionarios recibieron las siguientes formaciones y capacitaciones durante la vigencia 2008:

- ◆ *Microeconomía* Conceptualización y definición de las diferentes variables intervinientes en el mercado económico, de tal forma que permitan establecer objetivamente la regulación del mercado.
- ◆ *Mercado de las Subastas* Evaluar el cumplimiento de los propósitos iniciales establecidos por la CREG, midiendo el impacto en el Sector a raíz de la aplicación de la metodología de la canasta de tarifas.
- ◆ *Idiomas* Permite conocer técnicamente la temática energética de los diferentes países de idioma inglés, en forma más rápida y directa a los funcionarios de la CREG.
- ◆ *Redacción profesional*: Tiene como finalidad un manejo adecuado de los términos idiomáticos, y congruente en la redacción de conceptos y actos administrativos por parte de los funcionarios, de tal forma que se eviten problemas de carácter jurídico o interpretaciones imprecisas.
- ◆ *Etiqueta y Protocolo* En desarrollo del Programa de Atención al cliente y dada la diversidad de personalidades o usuarios que visitan la entidad en razón de las relaciones del sector, hace que los funcionarios de los distintos niveles de la Entidad en pro de la imagen corporativa tenga buenos elementos de comportamiento.

También se recibieron formaciones y capacitaciones en los siguientes temas para mejorar la gestión administrativa:

- ◆ *Contratación Estatal* Instrucción a los funcionarios encargados de los procesos contractuales que adelanta la Entidad, para evitar que se presenten glosas o cuestionamientos por errores de trámite. La capacitación está orientada a actualizar a los funcionarios en los temas y nuevas disposiciones de contratación administrativa.
- ◆ *Mantenimiento de Computadores y configuración*. La Entidad debe marchar a la vanguardia de los avances tecnológicos y máxime como entidad reguladora y encargada de definir los sistemas tarifarios de las empresas de energía eléctrica y gas a nivel de todo el país.
- ◆ *Gestión de Inventarios, Caja Menores y Almacén* El Ministerio de Hacienda y los organismos de control han establecido procesos y reglamentaciones en torno al manejo de los distintos bienes de las entidades del estado, razón por la cual es necesario que los funcionarios de la CREG se encuentren debidamente formados y actualizados, para evitar problemas de orden legal y que en un futuro se presenten investigaciones por actuaciones equivocadas.



Comisión de Regulación de Energía y Gas



Última Actualización 17 de Julio del 2009 Preguntas frecuentes Contáctenos Ayuda Mapa del sitio Inglés

- CREG
- Contratación
- Sectores que regulamos
- Normas y jurisprudencia
- Sala de prensa
- Páginas de interés
- Eventos
- Quejas y reclamos
- Glosario
- Sección niños
- Cargo por confiabilidad
- Preguntas Frecuentes
- Noticias

COMPRA DE CILINDROS DE 20,33 Y 40 LIBRAS \$43.869, DE 77 LIBRAS \$109.214, DE 100 LIBRAS \$11

NOTICIAS

Bogotá, 13 de julio de 2009

CREG DECLARÓ DESIERTO CONCURSO PARA ACTUALIZAR UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE DISTRIBUCIÓN DE GAS



La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) declaró desierto el concurso para adjudicar la consultoría mediante la cual se buscaba actualizar las unidades constructivas asociadas a los activos de distribución de gas combustible por redes y los costos eficientes de cada una de ellas.

Ver declaratoria

Más información >>

Contáctenos

Buscar
CREG Normas

Participa en la Rendición de Cuentas de la CREG

Gestión del Control



CREG

**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

Responsabilidad y Transparencia

Humildad

Reconocer las propias limitaciones y debilidades y obrar de acuerdo con este conocimiento. Somos conscientes de nuestros límites y reconocemos nuestras carencias en el desarrollo de nuestras actividades, para tener la capacidad de aprender siempre de los demás.

Gestión del Control

1. SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD GP 1000:2004 Y MECI 1000:2005

La CREG comenzó a utilizar el modelo de gestión por procesos con base en el Sistema de Gestión de Calidad ISO 9001:2000 desde el año 2006 con el fin de mejorar los resultados de la entidad por medio de la optimización de la gestión.

Se conformó un grupo para asesorar el direccionamiento estratégico y la elaboración de los manuales de funciones, competencias, procedimientos, calidad, mapa de riesgos y demás documentación necesaria para implementar el sistema.

Este trabajo se realizó con la participación activa de toda la entidad y con una permanente labor de difusión y seguimiento por medio de indicadores de gestión.

Durante el año 2008 se dio continuidad al sistema de gestión de calidad para realizar la transición a la norma GP 1000:2004 y se integró el Modelo Estándar de Control Interno MECI 1000:2005, el cual está conformado por los subsistemas de control estratégico, de gestión y de evaluación.

En ellos se incorporan las actividades relacionadas con la implementación del Sistema de Gestión de Calidad -SGC teniendo en cuenta que el MECI y el SGC son complementarios.

Subsistema de Control Estratégico

El control organizacional o estratégico tiene como objetivo asegurar el adecuado desempeño y los resultados de la entidad por medio de la orientación y/o planificación de las diferentes actividades.

Para lograr este fin, durante la vigencia 2008 la CREG actualizó su filosofía corporativa de tal manera que se redefinieron los estándares de conducta de la entidad, así como la misión, visión y los objetivos que se pretenden alcanzar con los respectivos planes y programas para lograrlos.

Adicionalmente, se elaboraron e implementaron los planes de formación y entrenamiento para mantener y desarrollar las competencias para controlar el desempeño organizacional, de acuerdo con el Manual de Funciones.

La CREG elaboró la cartilla de inducción para que los nuevos funcionarios logren cumplir adecuadamente con las funciones definidas y puedan adaptarse con mayor facilidad a sus puestos de trabajo.

Así mismo se hizo una reunión de reinducción para explicarles a los funcionarios los cambios que se presentaron por causa de la implementación de MECI y el sistema de Gestión de Calidad con el fin de optimizar el desarrollo del proceso.

Para mantener la eficiencia organizacional se elaboró e implementó el plan de bienestar, que contribuyó al cumplimiento de los resultados institucionales por medio del estímulo, satisfacción, desarrollo de bienestar y mejora en la calidad de vida de los funcionarios.

Desde el año 2006 se elaboró el mapa de riesgos por procesos para realizar una gestión preventiva por medio del tratamiento de los riesgos que pudieran conllevar al incumplimiento de los objetivos propuestos.

Subsistema de Control de Gestión

El control de gestión es el subsistema operativo del Modelo Estándar de Control Interno (MECI) que tiene como objetivo controlar la implementación de los parámetros definidos en el subsistema de control estratégico.

Para ello se incluyeron los procesos de evaluación dentro del mapa de procesos de acuerdo con los requerimientos del MECI y se identificaron las políticas de operación de todos los procesos del Sistema de Gestión de Calidad las cuales se plantearon bajo el título de "Generalidades" dentro de cada uno de los procedimientos.

Durante el 2008 se actualizó el mapa de riesgos en mención y se estableció como una política su actualización periódica.

Se actualizaron los procedimientos que se encontraban vigentes desde el año 2006 en el Manual de Procedimientos de acuerdo con el direccionamiento estratégico y en general con los cambios organizacionales presentados.

En algunos casos como en los de control interno y contabilidad, fue necesario elaborar nuevos procedimientos para facilitar el desarrollo de las actividades planteadas.

Con el fin de cumplir los procedimientos establecidos se actualizaron los controles en cada uno de los procesos al igual que en los indicadores de gestión para hacer seguimiento al logro de los objetivos.

Información y Comunicación

En el 2008 se planteó una estrategia comunicativa con el fin de optimizar los procesos de información tanto internos como externos.

- ♦ *Jornadas de audiencias públicas, talleres y encuentros para dar a conocer las actividades de la CREG y hacer efectiva la participación de los agentes, usuarios y terceros interesados en la definición de las decisiones regulatorias.*
- ♦ *Desarrollo de aplicativos que recibieron información de los agentes regulados para apoyar diferentes temas regulatorios.*
- ♦ *Actualización de la página web y publicación de información de interés para las partes interesadas: Resoluciones y documentos de interés público.*
- ♦ *Ajustes al sistema electrónico de gestión documental con el fin de facilitar la clasificación y consulta de quejas y reclamos.*
- ♦ *Fortalecimiento del tema de flujos de información por medio de la revisión y actualización de los procedimientos.*
- ♦ *Metodología para procedimiento de "Relaciones con el Entorno" relacionada con la información y comunicación con las partes interesadas: Comunidad, medios de comunicación, organismos de control, otras entidades gubernamentales.*
- ♦ *Diseño e implementación de un aplicativo para facilitar la difusión de los documentos del Sistema de Gestión de Calidad, así como la implementación, mantenimiento y mejora del Sistema.*

Subsistema de Control de Evaluación

El control de evaluación tiene como objetivo verificar la implementación y resultado de la gestión con base en la planificación, es el subsistema en el que se valora la efectividad del control interno y se toman las acciones para asegurar el logro de los objetivos.

Para ello, la CREG realizó la medición del cumplimiento de los objetivos de los procesos por medio de indicadores de gestión y logró implementar gran parte de los controles definidos.

Durante el 2008 la oficina de control interno realizó una evaluación independiente al Sistema de Control Interno en la que se valoró la existencia de controles e indicadores en todos los procesos y su resultado.

También se realizó una auditoría interna a todos los procesos para verificar el grado de implementación de la norma GP 1000:2005 y el MECI en la que se hicieron evidentes las fortalezas y debilidades del Sistema de Control Interno para tomar las acciones correspondientes.

Finalmente, el Comité de Expertos se reunió para realizar una verificación del Sistema de Gestión de Calidad como parte fundamental para la implementación del MECI y realizó las observaciones correspondientes con el fin de tomar acciones para lograr los objetivos propuestos.

2. CONTROL INTERNO

Durante la vigencia 2008 la CREG desarrolló las actividades del Sistema de Control Interno con base en el MECI a través de las actividades descritas en los subsistemas de control estratégico, de gestión y de evaluación.

Para fortalecer el Sistema de Control Interno de la CREG se realizaron las siguientes actividades:

Gestión del Riesgo

Con base en los Mapas de Riesgos actualizados, la oficina de Control Interno realizó recomendaciones para optimizar su tratamiento y mejorar la gestión de los procesos.

Evaluación independiente

Control Interno (CI) evaluó independiente al Sistema de Control Interno para todos los procesos, en la que revisó la existencia de controles e indicadores en cada uno de ellos y dio una conclusión para cada caso.

Auditorías internas

Control Interno junto con los demás auditores internos con que cuenta la entidad realizó auditorías internas a todos los procesos del Sistema de Gestión de Calidad para verificar el cumplimiento de las disposiciones planificadas a través de los diferentes planes, programas, procedimientos, instructivos y demás documentación interna, así como las normas legales vigentes aplicables a los diferentes procesos. La estructura de los informes de las auditorías internas realizadas facilitan la toma de acciones correctivas, preventivas y de mejora.

Ambiente de control

Se diseñó el aplicativo de control interno para facilitar el seguimiento a las solicitudes y generar reportes de acuerdo con la necesidad específica de información para ser implementado en el año 2009. Esta herramienta fortalece el Sistema de Control Interno de la entidad por medio del fomento de la cultura del control.

Seguimiento

La oficina de CI realizó seguimiento al reporte de los informes que debe enviar la Comisión a los diferentes Organismos de Control y demás entidades estatales, de acuerdo con el cronograma que se presentó al Comité de Expertos al inicio de la vigencia.

Al 31 de diciembre de 2008, el Modelo Estándar de Control Interno logró un grado de avance del 86%, siendo necesario fortalecer la toma de acciones con base en el seguimiento y medición de procesos.



Gestión **Financiera**



CREG

**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

Responsabilidad y Transparencia

Solidaridad

Ayudar y apoyar a otros en situaciones de necesidad. Fomentamos el trabajo en equipo y apoyamos a nuestros compañeros en sus causas y situaciones de necesidad.

Gestión del Financiera

1. CONTRATOS

La contratación de la CREG durante el año 2008 comprometió gastos de inversión y gastos de funcionamiento. Los gastos de inversión correspondieron a la interventoría, el diseño y la adecuación de la nueva sede para el buen funcionamiento de la entidad, valor agregado a esto es la información, el fortalecimiento institucional, la adquisición de tecnología informática y estudios especializados para el desarrollo de esquemas regulatorios en las diferentes actividades. Los gastos de funcionamiento fueron los que se suscribieron para la adquisición de los servicios profesionales necesarios en el cumplimiento de la agenda regulatoria, la defensa judicial, los servicios técnicos y las compras requeridas para el normal trabajo de la entidad.

Resumen de Contratación

Rubro	Nº Contratos	Valor
Gastos de personal Adquisición de Servicios Personales Indirectos.	39	\$1.407'759.459.00
Gastos Generales Adquisición de Bienes y Servicios Generales.	81	\$105'047.564.00
Inversión.	65	\$3.058'586.610.00
Total:		\$4.571'393.633.00

Los contratos más representativos durante la vigencia 2008 fueron los relacionados con la interventoría, diseño y adecuación de la nueva sede; por medio de ellos se logró obtener asesoría y control sobre la adecuación de las oficinas, garantizando su buen funcionamiento para desarrollar las actividades de la CREG.

2. FINANZAS

Para efectos de recuperar los costos del servicio público de regulación atribuido a la Comisión DE Regulación de Energía y Gas, los artículos 85.5 de la Ley 142 de 1994 y 22 de la Ley 143 de 1994 y el Decreto 2461 de 1999, fijaron una contribución especial que se sufraga por todas las entidades sujetas a su regulación, la cual se liquida con sujeción al sistema y metodología definida por la normatividad que rige la materia.

El artículo 21 de la Ley 143 de 1994, dispuso que la Comisión maneje sus recursos presupuestales y opere a través de un Contrato de Fiducia Mercantil celebrado por el Ministerio de Minas y Energía con una entidad Fiduciaria, el cual se somete a las normas del derecho privado. Estas disposiciones rigen igualmente, los actos que se realicen en la ejecución del respectivo contrato de Fiducia.

El Ministerio de Minas y Energía celebró a partir del mes de agosto de 2002, un contrato de encargo fiduciario de administración y pagos con la Fiduciaria de Occidente S.A, cuya vigencia fue de 4 años, y en el 2006, prorrogada por dos años más. Según el contrato N°. GSA-045-2008 se modificó el anterior contrato, el cual tiene una duración de un año once meses y unos días sin pasar del 6 de agosto de 2010.

La CREG para efectos del proceso de identificación, registro, preparación y revelación de sus estados contables, aplica el marco conceptual de la Contabilidad Pública, y el Catalogo General de Cuentas del Plan General de Contabilidad Publica a nivel de documento fuente, adicionado por Cartas Circulares, e instructivos emanados por la Contaduría General de la Nación.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS
CREG
BALANCE GENERAL
COMPARATIVO AL 31 DE DICIEMBRE DE LOS AÑOS 2007- 2008
(EN MILES DE PESOS)

CODIGO	CUENTA	2007	2008	Variación Nominal	Variación Porcentual
	CORRIENTE (1)	16.174.127	15.305.766	(868.361)	(5,4)
11	EFFECTIVO	583.740	324.330	(259.410)	(44,4)
1	ACTIVOS	583.740	324.330	(259.410)	(44,4)
11100		583.740	324.330	(259.410)	(44,4)
5	Bancos y Corporaciones				
12	INVERSIONES	2.580.742	10.731.505	8.150.763	315,8
1202	Inversiones Administración de Liquidez en Títulos Participativos	2.580.742	10.731.505	8.150.763	315,8
14	DEUDORES	12.956.349	4.188.339	(8.768.010)	(67,7)
1401	Fondos Especiales	9.094.233	4.178.476	(4.915.757)	(54,1)
1420	Avances y Anticipos Entregados	3.852.253	0	(3.852.253)	(100,0)
1422	Anticipo o Saldos A favor por Impuestos y Contribuciones	9.863	9.863	0	0,0
19	OTROS ACTIVOS	53.296	61.592	8.296	15,6
1905	Gastos Pagados por Anticipado	8.657	6.325	(2.332)	(26,9)
1910	Cargos Diferidos	44.639	55.267	10.628	23,8
	NO CORRIENTE (2)	1.554.791	7.709.651	6.154.860	395,9
16	PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	848.726	6.844.353	5.995.627	706,4
1635	Bienes Muebles en Bodega	282.440	294.716	12.276	4,3

1640	Edificaciones Muebles Enceres y Equipo de	0	6.001.346	6.001.346	100,0
1665	Oficina	224.452	225.589	1.137	0,5
1670	Equipos de Comunicación y Computación	1.658.415	1.954.375	295.960	17,8
1685	Depreciación Acumulada (CR)	(1.509.610)	(1.824.702)	(315.092)	20,9
19	OTROS ACTIVOS	706.064	865.298	159.234	22,6
1905	Bienes y Servicios Pagados por Anticipado	0	865.298	865.298	100,0
1970	Intangibles	706.064	0	(706.064)	(100,0)
	TOTAL ACTIVO (3)	17.728.918	23.015.417	5.286.499	29,8
	CUENTAS DE ORDEN DEUDORA (9)	12.688.005	15.278.098	2.590.093	20,4
	CORRIENTE (4)	2.778.658	2.939.139	160.481	5,8
23	OBLIGACIONES FINANCIERAS	0	0	0	0,0
24	CUENTAS POR PAGAR	2.749.944	2.616.854	(133.090)	(4,8)
2401	Adquisiciones y Servicios	213.767	635.704	421.937	197,4
2425	Acreedores	1.218.606	1.364.416	145.810	12,0
2436	Retención en la Fuente y Timbres	32.722	370.540	337.818	1.032,4
2440	Impuestos Contribuciones y Tasas	0	24.379	24.379	100,0
2450	Avances y Anticipos Recibidos	1.284.849	221.815	(1.063.034)	(82,7)
25	OBLIGACIONES LABORALES	24.819	322.285	297.466	1.198,5
2505	Salarios y Prestaciones Sociales	24.819	322.285	297.466	1.198,5
29	OTROS PASIVOS	3.895	0	(3.895)	(100,0)
2910	Ingresos Recibidos por Anticipado	3.895	0	(3.895)	(100,0)
	TOTAL PASIVOS	2.778.658	2.939.139	160.481	5,8
31	HACIENDA PÚBLICA	14.950.260	20.076.278	5.126.018	34,3
3105	Capital Fiscal	6.216.154	12.691.004	6.474.850	104,2
3110	Resultado del Ejercicio	5.031.244	5.927.870	896.626	17,8
3120	Superávit por donación	1.772.556	1.772.556	0	0,0
3125	Patrimonio público incorporado	1.930.306	0	(1.930.306)	(100,0)
3128	Provisiones, Agotamiento, Depreciaciones y Amortizaciones (BD)	0	(315.152)	(315.152)	(100,0)
	TOTAL PATRIMONIO	14.950.260	20.076.278	5.126.018	34,3
	TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	17.728.918	23.015.417	5.286.499	29,8
	CUENTAS DE ORDEN ACREEDORAS (10)	12.688.005	15.278.098	2.590.093	20,4

Firma del Representante Legal
Nombre: HERNAN MOLINA VALENCIA

Firma del Contador
Nombre: CARLOS ALBERTO CASALLAS
TP- 31-364 - T

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS CREG

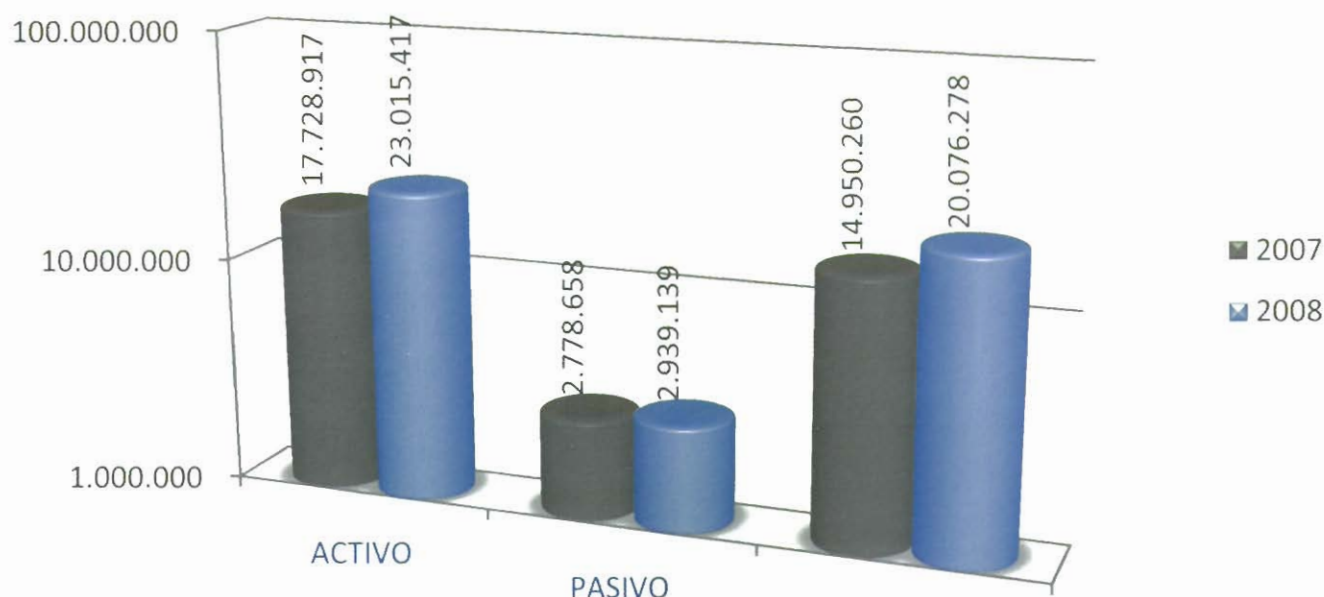
ESTADO DE ACTIVIDAD FINANCIERA, ECONÓMICA, SOCIAL Y AMBIENTAL COMPARATIVO AÑO 2008 - 2007 (EN MILES DE PESOS)

CODIGO	CUENTA	2007	2008	Variación Nominal	Variación Porcentual
	INGRESOS OPERACIONALES	12.688.005	14.017.547	1.329.542	10,5
41	INGRESOS FISCALES	12.688.005	14.017.547	1.329.542	10,5
4110	NO TRIBUTARIOS	12.688.005	14.017.547	1.329.542	10,5
4120	INGRESOS POR FONDOS ESPECIALES	0	0	0	0,0
	GASTOS OPERACIONALES	8.265.013	9.102.067	837.054	10,1
51	DE ADMINISTRACIÓN	3.969.695	3.956.803	(12.892)	(0,3)
5101	SUELDOS Y SALARIOS	3.694.767	3.634.890	(59.877)	(1,6)
5111	GENERALES	257.363	295.966	38.603	15,0
5120	IMPUESTOS Y CONTRIBUCIONES	17.565	25.947	8.382	47,7
52	DE OPERACIÓN	4.171.396	5.145.264	973.868	23,3
5202	SUELDOS Y SALARIOS	2.621.534	3.063.293	441.759	16,9
5204	CONTRIBUCIONES EFECTIVAS	397.771	424.948	27.177	6,8
5207	APORTES SOBRE LA NÓMINA	87.908	92.581	4.673	5,3
5211	GENERALES	1.064.183	1.564.442	500.259	47,0
53	PROV. AGOTAMIENTO Y DEPRECIACIÓN	123.922	0	(123.922)	(100,0)
5330	DEPRECIACIÓN	123.922	0	(123.922)	(100,0)
	EXCEDENTE (DEFICIT) OPERACIONAL	4.422.993	4.915.480	64.045	11,1
	INGRESOS NO OPERACIONALES	751.166	1.117.212	366.046	48,7
47	OPERACIONES INTERINSTITUCIONALES	61.987	0	(61.987)	(100,0)
4722	OPERACIONES DE ENLACE SIN SITUACIÓN	61.987	0	(61.987)	(100,0)
48	OTROS INGRESOS	689.179	1.117.212	428.033	62,1
4805	OTROS INGRESOS FINANCIEROS	688.959	1.110.147	421.188	61,1
4808	OTROS INGRESOS ORDINARIOS	220	170	(50)	(22,7)
4810	EXTRAORDINARIOS	0	6.895	6.895	100,0
	GASTOS NO OPERACIONALES	142.914	104.822	(38.092)	(26,7)
58	OTROS GASTOS	142.914	104.822	(38.092)	(26,7)
5802	COMISIONES	52.905	58.328	5.423	10,3
5805	FINANCIEROS	90.009	46.494	(43.515)	(48,3)
5810	EXTRAORDINARIOS	0	0	0	100,0
	EXCEDENTE (DEFICIT) NO OPERACIONAL	608.252	1.012.390	404.138	66,4
	EXEDENTE (DEFICIT) DEL EJERCICIO	5.031.244	5.927.870	896.626	17,8

Firma del Representante Legal
Nombre: **HERNAN MOLINA VALENCIA**

Firma del Contador
Nombre: **CARLOS ALBERTO CASALLAS**
TP- 31-364 - T

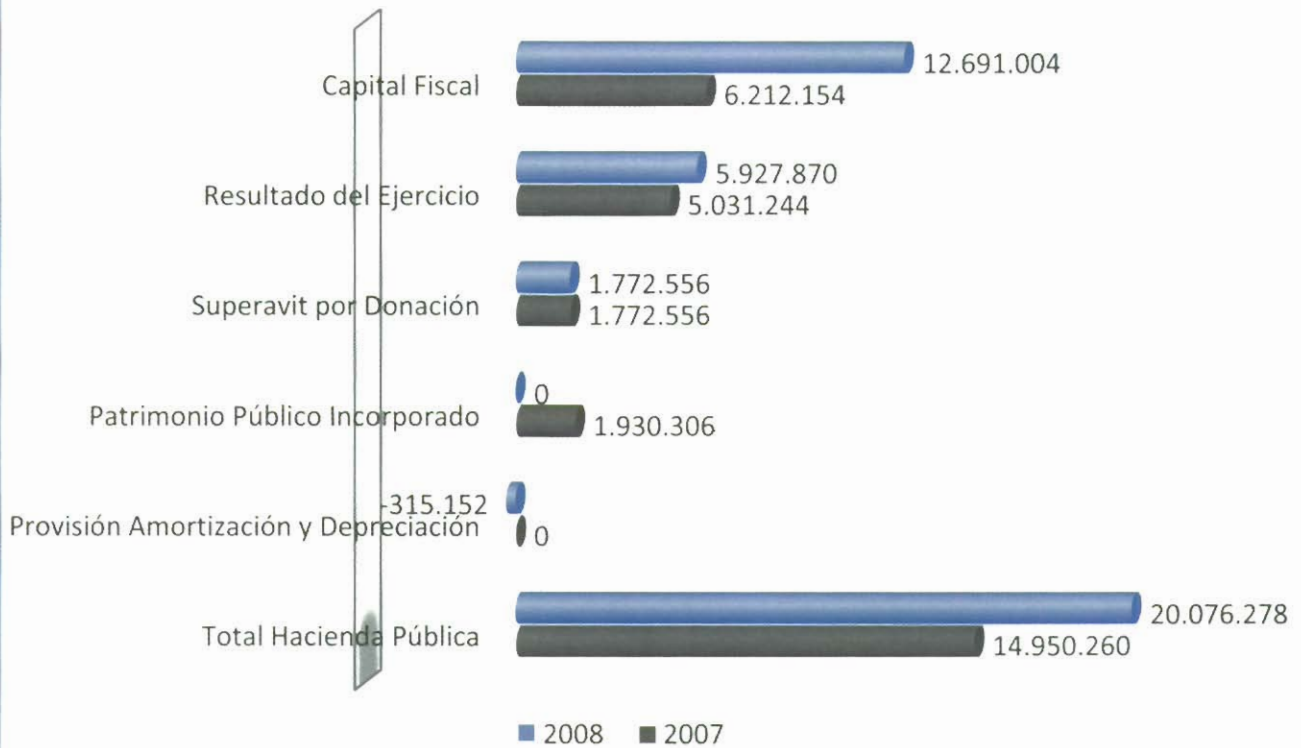
Comparativo Balance



COMPARATIVO DE PATRIMONIO DE "LA CREG" DICIEMBRE 31 DE 2007/ 2008

Concepto	Año 2007	Año 2008	Variación
	Miles de \$	Miles de \$	
Capital fiscal	6.216.154	12.691.004	6.474.850
Resultado del Ejercicio	5.031.244	5.927.870	896.626
Superávit por Donación	1.772.556	1.772.556	.0
Patrimonio Público Incorporado	1.930.306	0	-1.930.306
Provisión, amortización y depreciación	0	-315.152	-315.152
Total Hacienda Pública	14.950.260	20.076.278	5.126.018

Comparativo Patrimonio



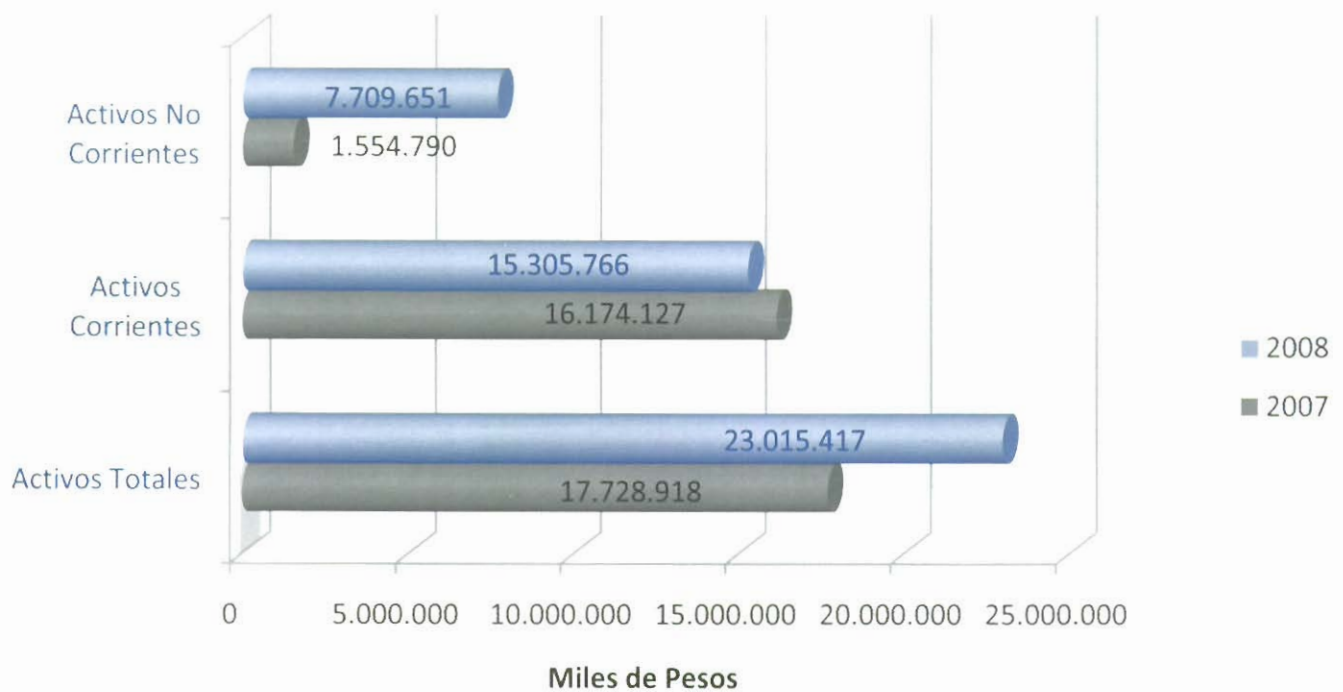
En el patrimonio se observa una variación en el rubro Capital Fiscal el cual se incrementó en \$6.474 millones equivalentes a 34% respecto del año 2007. Una de las causas de este incremento fue la incorporación del Patrimonio Público del año anterior.

El superávit por donación en un valor de \$1.772 millones corresponde a la recibida por el Banco Interamericano de Desarrollo de conformidad con lo establecido en el convenio sobre cooperación técnicas no reembolsable N° ATN /MT 4481-CO programa de fortalecimiento de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

COMPOSICIÓN DE LOS ACTIVOS CREG

DESCRIPCION	AÑO 2007		AÑO 2008	
	MILES \$	%	MILES \$	%
Activos Totales	17.728.917	100	23.015.417	100
Activos Corrientes	16.174.127	91.2	15.305.766	66.5
Activos no Corrientes	1.554.791	8.8	7.709.651	33.5

Composición de los Activos



El activo total al corte de diciembre 31 de 2008 presentó un incremento neto de \$5.286 millones que frente a los activos del año 2007 tienen una variación representada en un aumento de las inversiones de alta liquidez, los activos fijos y una disminución de los deudores por fondos especiales o contribuciones en \$8.768 millones, como consecuencia de la política emprendida por la CREG en este período

Los activos totales están clasificados en Corrientes y No Corrientes. El Activo Corriente a diciembre 31 de 2008 ascendió a \$15.305 millones equivalente al 66.5% del Activo total y el Activo No Corriente que ascendió a \$7.709 millones y representó 33.50% del total del Activo.

PARTICIPACION DE LAS CONTRIBUCIONES EN EL ACTIVO CORRIENTE "CREG"

ACTIVO	Año 2007	Año 2008	VARIACION
Corriente	16.174.127	15.305.766	
Deudores por Contribución	9.094.232	4.178.476	-4.915.757
Participación	56.23%	27.33%	

Participación de las Contribuciones en el Activo Corriente

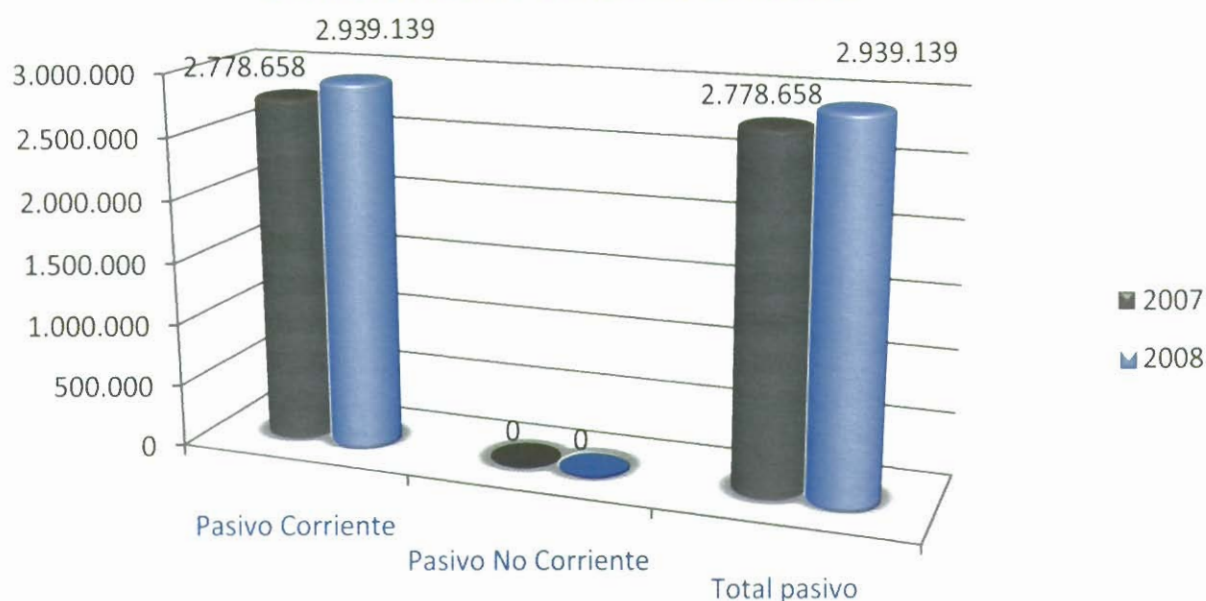


Dentro del grupo de los Activos Corrientes se registran los Deudores por Contribuciones, es decir, la Contribución Especial de regulación a cargo de las empresas de Energía Eléctrica y Gas Combustible sometidas a la regulación de la CREG, por \$4.178 millones.

La tendencia de este rubro es descendente con respecto al año inmediatamente anterior (\$4.915 millones) debido a la acción de cobro ejercida por la CREG a través de expedición de nuevas resoluciones haciendo efectivo el cobro para algunas empresas que no habían cumplido con la obligación y al inicio del proceso de cobro coactivo a las empresas que presentaban morosidad en el pago de la Contribución.

“CREG” COMPARATIVO DEL PASIVO (En miles de pesos)

PASIVO	AÑO 2007		AÑO 2008		VARIACION MILES \$
	MILES \$	%	MILES \$	%	
Corriente	2.778.658	100	2.939.139	100	160.482
No corriente	0		0	0	
TOTAL	2.778.658	100	2.939.139	100	160.482

COMPARATIVO DEL PASIVO

El Pasivo de la CREG es totalmente a corto plazo, es decir corriente. Para el 2008 este pasivo presentó un saldo de \$2.939 millones mientras que en el 2007 fue de \$2.778 millones. El rubro más significativo en el 2008 corresponde a la Cuentas de Acreedores Varios por \$1.364 millones, conformado por las obligaciones adquiridas en cumplimiento de la función administrativa por concepto de los descuentos de nomina, servicios y otras obligaciones

Igualmente en este grupo de Pasivo Corriente se presenta la cuenta de "Avances y anticipos recibidos", el cual está constituido por los dineros recibidos de la empresas como anticipos de la contribución de regulación, de conformidad con los mandatos contenidos en los artículos 20 y 21 del Decreto 2461 de 1999.

El saldo de esta cuenta a diciembre 31 de 2008 fue de \$221,8 millones. Frente a lo registrado en el 2007 (\$1.284 millones) se observó una disminución de \$1.063 millones, gracias a la gestión adelantada en la CREG.

PASIVO

CUENTA	AÑO 2007	AÑO 2008	VARIACION
Adquisiciones de bienes y servicios	213.767	635.704	421.937
Acreedores varios	1.218.606	1.364.416	145.810
Retención en la Fuente impuestos y timbres	32.722	370.540	337.818
Impuestos contribuciones y tasas por pagar	0	24.379	24.379
Avances y anticipos recibidos	1.284.849	221.815	-1.063.034
Obligaciones laborales	24.819	322.285	297.466
Ingresos recibidos por anticipado	3.895	0	-3.895
TOTAL	2.778.658	2.939.139	160.481

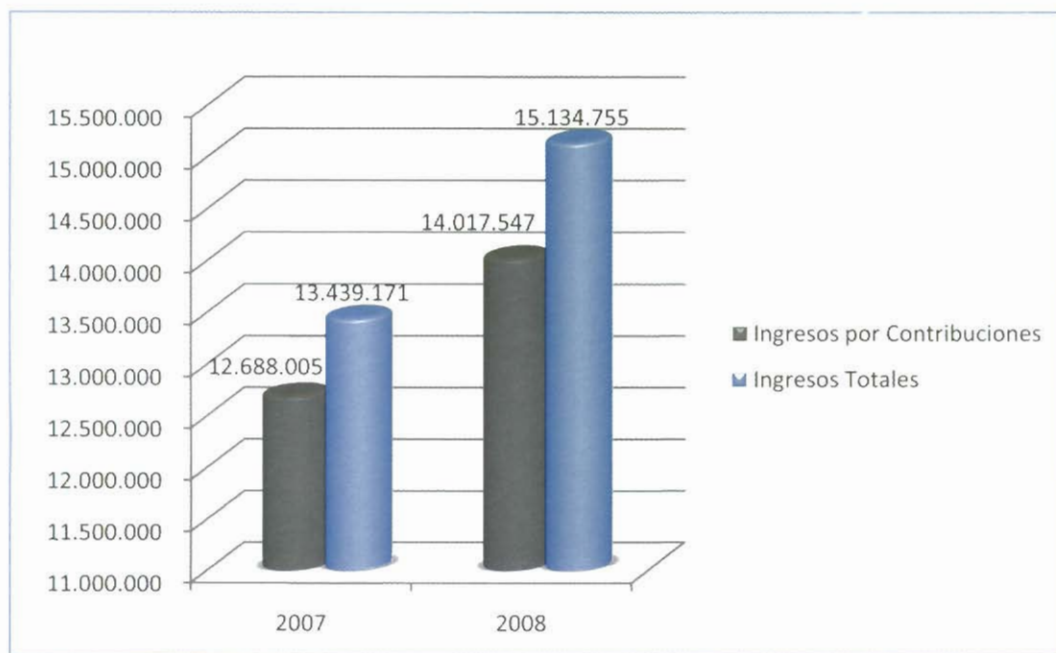
DESGLOSE DEL PASIVO

■ AÑO 2007 ■ AÑO 2008



IMPORTANCIA DE LOS INGRESOS POR CONTRIBUCIONES EN EL TOTAL DE INGRESOS

INGRESOS	Año 2007	Año 2008	VARIACION
Ingresos Totales	13.439.171	15.134.755	1.695.584
Ingresos por Contribuciones	12.688.005	14.017.547	1.329.542
Porcentaje de Participación	94.4%	92.61%	78.41%



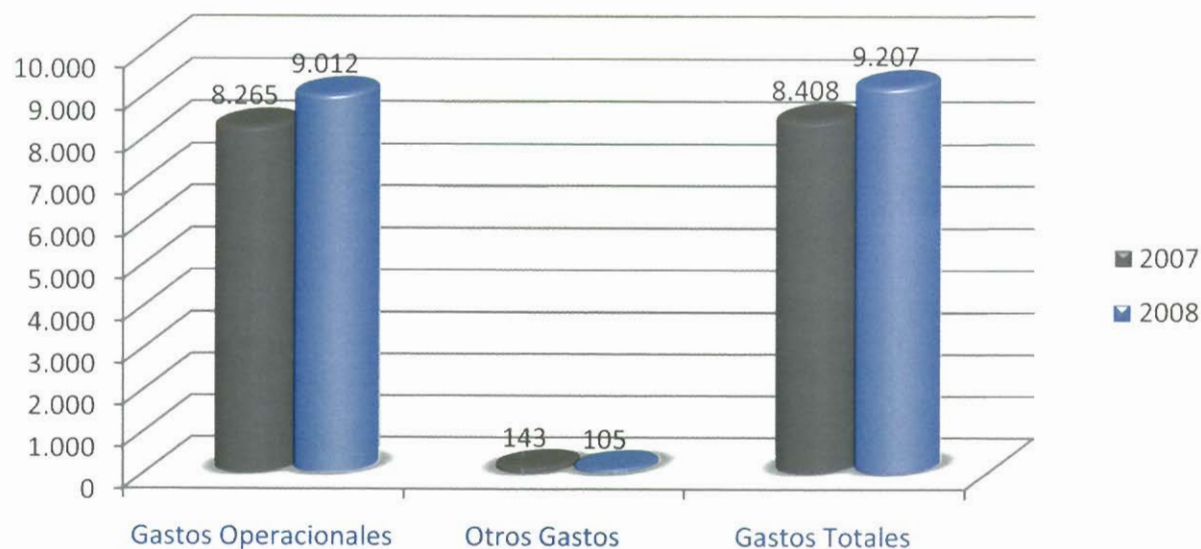
El total de los ingresos en el año 2008 fue \$15.134 millones que comparados con el 2007 (\$13.439 millones) representa un incremento de \$1.695 millones, gracias a que la política de recaudo implementada en la CREG permitió aumentar los ingresos por contribuciones en \$1.329 millones.

En el rubro de otros ingresos está representado por los ingresos financieros por concepto de rendimientos sobre los depósitos en administración por \$1.015 millones más \$94.594 correspondientes a interés de mora recaudados como resultado de la gestión de cobro coactivo realizado en año 2008.

COMPORTAMIENTO DEL RUBRO DE GASTOS "CREG" DICIEMBRE 31 2007- 2008

DESCRIPCION	AÑO 2007		AÑO 2008	
	MILES \$	%	MILES \$	%
Gastos totales	8.407.926	100	9.206.885	100
Gastos Operacionales	8.265.012	98.3	9.102.067	98.8
Otros gastos	142.914	1.7	104.822	1.2

Comportamiento del rubro de Gastos

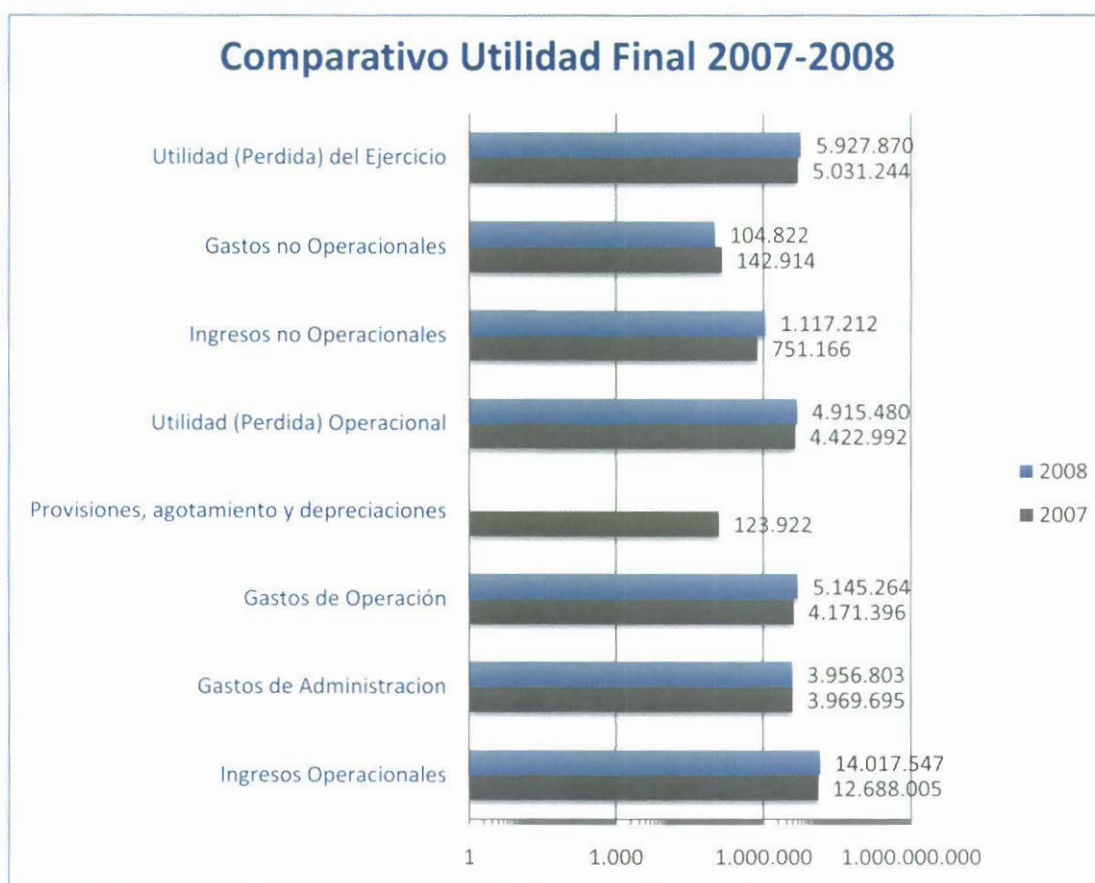


Los gastos operacionales en el año 2008 ascendieron a \$9.102 millones que representan el 98.8% del total de gastos, mientras que los correspondientes al año 2007 equivalen a un 98.3% del total de gastos en este período.

Como se puede observar no se presentó una variación significativa pero sí hubo incremento en la utilidad del ejercicio, lo que demuestra el esfuerzo que hizo la administración en estabilizar los gastos operacionales logrando mejores resultados.

"CREG" COMPARATIVO UTILIDAD FINAL 2007- 2008 (Miles De Pesos)

CONCEPTO	2007	2008	VARIACION
INGRESOS OPERACIONALES	12.688.005	14.017.547	1.329.542
GASTOS DE ADMINISTRACION	3.969.694	3.956.803	(12.891)
GASTOS DE OPERACIÓN	4.171.395	5.145.264	937.869
PROV, AGOTAMIENTO Y DEPRECIACIONES	123.922	0	(123.922)
UTILIDAD (PERDIDA) OPERACIONAL	4.422.993	4.915.480	492.487
INGRESOS NO OPERACIONALES	751.166	1.117.212	428.034
GASTOS NO OPERACIONALES	142.914	104.822	(38.092)
UTILIDAD(PERDIDA) DEL EJERCICIO	5.031.244	5.927.870	896.626

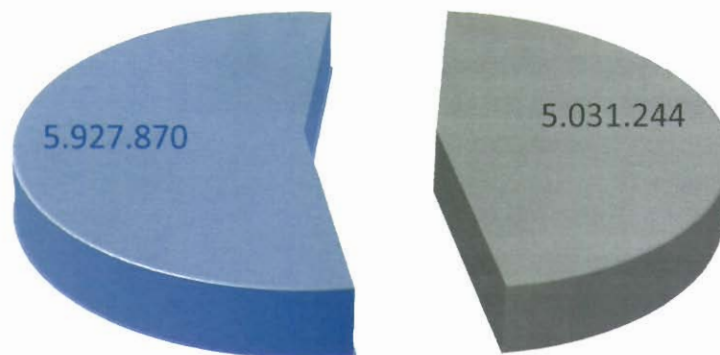


En el 2008 la CREG registró una utilidad operacional de \$4.915 millones que con respecto a la de 2007 (\$4.422 millones) tuvo un incremento de \$ 492,4 millones, ocasionado por el aumento en los ingresos operacionales que fueron de \$1.329 millones gracias al mayor valor recaudado por contribuciones.

Se redujeron los gastos operativos de Administración en 12,8 millones. En este rubro se registran los valores causados para el funcionamiento en desarrollo de actividades, como apoyo en el cumplimiento de la misión de la CREG y se incluye el de "Servicios Personales Indirectos" y contratos de prestación de servicios.

El rubro de los Ingresos No Operacionales está representado por los valores percibidos por conceptos diferentes del objeto operativo de la CREG, entre ellos los "Rendimientos sobre Depósitos en Administración" que llegaron en el año 2008 a \$1.015 millones. Igualmente integran este grupo los "Intereses de Mora" por \$ 94,5 millones, correspondientes a los recaudos de las empresas que presentaban situación de morosidad, como también por la acción de cobro coactivo ejercido en el año 2008.

Resultado del Ejercicio



En el 2008 la utilidad del ejercicio llegó a \$5.297 millones, lo que representó un aumento de \$896,6 millones con respecto a los \$5.031 millones registrados en el 2007.

El aumento obedeció básicamente al mayor recaudo de contribuciones y el incremento en los ingresos no operacionales. Así mismo a la disminución en los gastos de administración y los no operacionales, el traslado de \$315 millones de los gastos por concepto de provisiones, agotamiento, depreciaciones y amortizaciones al rubro del patrimonio en la cuenta 3128 indicado en el Plan de Cuentas de la Contaduría General de la Nación.

Esta cuenta representa los gastos causados derivados de contingencias de pérdidas o provisiones por eventos que afectan el patrimonio público, así como el valor relativo al desgaste o pérdida de la capacidad operacional por el uso de los bienes de consumo o extinción.

PRINCIPALES INDICADORES 2008

INDICADORES FINANCIEROS

1. **Liquidez:** Esta razón mide la liquidez de la CREG..

$$\frac{\text{Activo Corriente}}{\text{Pasivo Corriente}} = \frac{15.305.766}{2.939.139} = 5.20$$

Por cada peso que debe la CREG en el corto plazo, cuenta con 5.20 pesos para respaldar la obligación, es decir que la entidad es solida.

2. **Prueba Acida:** Este índice mide la capacidad que tiene la empresa para pagar sus deudas a corto plazo sin contar con los inventarios (para la CREG, las propiedades planta y equipo)

$$\frac{\text{Activo corriente} - \text{Inventarios}}{\text{Pasivo Corriente}} = \frac{15.305.766 - 6.844.353}{2.939.139} = 2.87$$

Por cada peso que debe a corto plazo la CREG, cuenta para su pago con 2.87 pesos en activos corrientes de fácil realización sin tener que recurrir a la venta de sus propiedades

3. **Índice de Endeudamiento:** Determina la proporción de los activos que realmente le pertenecen y cuál es la que debe a sus acreedores

$$\frac{\text{Total Pasivos}}{\text{Total Activos}} = \frac{2.939.139}{23.015.417} = 0.12$$

Significa que por cada peso invertido en activos 0.12 han sido financiados por los acreedores.