



---

**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

**INFORMACIÓN OPERATIVA PARA LA  
COORDINACIÓN ENTRE LOS SECTORES  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS  
NATURAL**

**DOCUMENTO CREG-146**  
18 de diciembre 2009

**CIRCULACIÓN:  
MIEMBROS DE LA COMISIÓN  
DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS  
PRELIMINAR**



## Contenido

<b>1. ANTECEDENTES .....</b>	<b>6</b>
<b>2. PROPUESTA DE LA RESOLUCIÓN CREG 086 DE 2005 .....</b>	<b>6</b>
2.1    Comentarios a la Resolución CREG 086 de 2005 .....	7
<b>3. NUEVOS ELEMENTOS SOBRE INFORMACIÓN EN GAS .....</b>	<b>9</b>
3.1    Requerimientos y publicación de información sobre producción .....	9
3.2    Requerimientos y publicación de información sobre transporte .....	10
3.3    Desagregación de nominaciones .....	11
3.4    Compensaciones por fallas en producción.....	12
3.5    Información que analiza y publica el CNO-Gas .....	12
3.6    Estudios .....	12
3.6.1    Estudio TERA-COSENIT .....	12
3.6.2    Estudio de Arthur D. Little.....	14
<b>4. ANÁLISIS DE ELEMENTOS EXISTENTES Y PROPUESTAS .....</b>	<b>15</b>
4.1    Medidas para el corto plazo: redespachos.....	17
4.2    Medidas para el mediano y largo plazo: plan de mantenimientos .....	18
4.2.1    Plan de mantenimientos en producción y transporte de gas natural .....	19
4.2.2    Compensaciones por Interrupción.....	20
<b>5. PROPUESTA A LA CREG .....</b>	<b>22</b>

4

## **INFORMACIÓN OPERATIVA PARA LA COORDINACIÓN ENTRE LOS SECTORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS NATURAL**

### **1. ANTECEDENTES**

Mediante la Resolución CREG 086 de 2005 la CREG sometió a consulta un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la Comisión, por la cual se establece la información operativa y los medios de divulgación para coordinar los sectores de gas y electricidad, y se establecen otras disposiciones. Los comentarios recibidos sobre esta propuesta se encuentran en el expediente 2005 – 014.

Dentro de los comentarios recibidos se plantea, entre otros aspectos, la posibilidad de disponer de un sistema centralizado que administre información operativa y de mercado del sector de gas natural. La Comisión realizó estudios tendientes a analizar esta posibilidad lo cual aplazó la adopción de la propuesta de la Resolución CREG 086 de 2005.

En el presente documento se resumen los comentarios presentados a la propuesta de la Resolución CREG 086 de 2005 y se plantea una nueva propuesta teniendo en cuenta nuevos elementos sobre este tópico.

### **2. PROPUESTA DE LA RESOLUCIÓN CREG 086 DE 2005**

En el proyecto de la Resolución CREG 086 de 2005 se propuso:

1. La información que el Centro Nacional de Despacho -CND- debe poner a disposición de los productores-comercializadores de gas, los transportadores de gas y el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural -CNO-Gas.
2. La información que los productores-comercializadores de gas y los transportadores de gas deben poner a disposición de sus remitentes, del CND y del CNO-Gas.
3. La desagregación de las nominaciones de suministro y transporte de gas entre demanda eléctrica y no eléctrica.
4. La realización de un planeamiento operativo de corto plazo (mensual con resolución semestral y horizonte anual) para el sector de gas por parte del CNO-Gas.

La tabla 1 resume los principales detalles de la propuesta de la resolución CREG 086 de 2005.



**Tabla 1. Información para la coordinación operativa y planeamiento operativo de los sectores de electricidad y gas**

	Tipo de Información	Responsable	Receptor	Medio de divulgación	Periodicidad
Información del Sector Eléctrico	Programa de Generación	CND	Productores y Transportadores de Gas, CNO-Gas	NOTA 1	Diario
	Restricciones del Despacho Coordinado del día siguiente				Diario
	Programa de mantenimiento semanal de transmisión y generación y restricciones eléctricas asociadas				Semanal (jueves)
	Situación topológica de la red de transmisión nacional				Diario
	Planta seleccionada para efectuar pruebas				Diario
Información del Sector Gas	Capacidad contratada y volúmenes diarios transportados por tramo de gasoducto el día anterior	Transportadores de Gas	Público	BEO	Diario
	Plan de mantenimiento y trabajos en infraestructura de transporte de gas para un horizonte de un año que afecten la capacidad de transporte.				Anual (enero) actualizado periódicamente
	Modificación a la topología de los gasoductos				Cada vez que ocurra
	Confirmación de la cantidad de energía para plantas térmicas a gas				Diario
	Nominación del mercado secundario (cantidades, destinatario y punto de entrega)				Diario
	Plan de mantenimiento y trabajos en infraestructura de producción de gas para un horizonte de un año que afecten la capacidad de producción.	Productores de Gas	CND, CNO-Gas, Remitentes	NOTA 1	Anual (enero) actualizado periódicamente
	Informes de planeamiento operativo	CNO-Gas	Público	NOTA 1	Mensual con resolución semanal y horizonte anual

NOTA 1: Sistema de información y formatos que establezca el CNO-Gas para tal fin. Estos formatos se deberán enviar para comentarios y no objeción del SUI.

La anterior propuesta recoge gran parte de lo acordado por el CNO-Gas en junio de 2005 sobre información para coordinar los sectores de gas y electricidad. El acuerdo del CNO-Gas comprende: i) realización de reuniones trimestrales de análisis de información; ii) definición de la información que entrega el CND al sector de gas y; iii) definición de la información que entrega el sector de gas a los agentes del sector eléctrico<sup>1</sup>.

Mediante comunicación E-2007-001870 de marzo de 2007 el CNO-Gas informó a la Comisión que el Consejo acordó poner en práctica el procedimiento de intercambio de información operativa entre los sectores de gas y electricidad que convinieron por unanimidad en junio de 2005.

## 2.1 Comentarios a la Resolución CREG 086 de 2005

Los siguientes agentes y personas presentaron comentarios:

<sup>1</sup> Ver comunicación E-2005-005264.

	<b>Radicado</b>
Merilétrica E.S.P.	E-2005-006413
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	E-2005-006476
ISAGEN	E-2005-006481
EPSA	E-2005-006485
CNO-Gas	E-2005-006501
Consejo Nacional de Operación -CNO	E-2005-006508
EMGESA	E-2005-006520
EEPP	E-2005-006521
Luis Augusto Yepes	E-2005-006538
CORELCA S.A. E.S.P.	E-2005-006566
ACOLGEN	E-2005-006614
Gas Natural	E-2005-006640
ECOPETROL	E-2005-006643
BP Exploration Company (Colombia) Ltd.	E-2005-006658
ANDESCO	E-2005-006659
Promigás	E-2005-006668
Chevron	E-2005-006697
Ecogás	E-2005-006889

A continuación se resumen los principales comentarios:

1. Requerir información sobre la actividad de producción de gas tal como reservas, disponibilidad diaria de gas y cantidades contratadas.
2. Establecer un único sistema de información manejado centralmente por una sola entidad.
3. El CND debe contar con la información de la cantidad de gas disponible para atender el sector eléctrico en caso de redespacho de plantas y de esta forma saber cuáles plantas puede redespachar en caso de necesitarlo. Es decir, previo a la realización de un redespacho de plantas térmicas a gas, el CND debe coordinar y verificar con el transportador y productor de gas, la disponibilidad del transporte y suministro de gas.
4. La coordinación de corto plazo sigue con dificultades porque los tiempos de redespacho son diferentes en los dos sectores.
5. El CNO-Gas no tiene soporte legal ni técnico para realizar planeamiento operativo.
6. Por seguridad de los sectores de gas y electricidad debe establecerse confidencialidad en la información sobre mantenimientos y topología de los sistemas.
7. Permitir que los distribuidores-comercializadores de gas tengan acceso a la información indicada en la propuesta de Resolución.
8. Dejar al Ministerio de Minas y Energía la función de requerir y publicar toda la información relacionada con la actividad de producción de gas. Lo anterior debido a que la CREG no tiene competencia legal para solicitar información de actividades del productor como exploración, explotación y procesamiento de gas natural pues no están sometidas a la Ley 142 de 1994.



En general se observan tres tipos de comentarios:

- a) Aquellos relacionados con la información operativa para la coordinación de corto plazo (durante el día de gas) como son los redespachos eléctricos, el programa de transporte y suministro de gas y las emergencias en el sistema de gas.
- b) Aquellos relacionados con la información operativa de mediano y largo plazo (semanal, mensual y anual) como pueden ser la publicación de los programas de mantenimientos para un período determinado (e.g. seis meses) y las cantidades contratadas y disponibles en el sistema de gas.
- c) Aquellos relacionados con información para fines comerciales (e.g. precios, políticas para prestar servicios) lo cual no es objeto de la propuesta de la Resolución CREG 086 de 2005.

La propuesta de la Resolución CREG 086 de 2005 se centra en el flujo de información de mediano y largo plazo que puede contribuir a mejorar la coordinación operativa entre los dos sectores.

Algunos de los planteamientos indicados en los anteriores comentarios han sido desarrollados en decretos, resoluciones de la CREG y adelantos propios de la industria, posteriores a la Resolución CREG 086 de 2005, como se indica a continuación.

### 3. NUEVOS ELEMENTOS SOBRE INFORMACIÓN EN GAS

Después de la adopción de la Resolución CREG 086 de 2005 han surgido elementos relacionados con la propuesta publicada con dicha Resolución como se describe enseguida.

#### 3.1 Requerimientos y publicación de información sobre producción

Se adoptaron disposiciones sobre información de producción de gas en el Decreto 2687 de 2008 y en las resoluciones CREG 114 de 2006 y CREG 095 de 2008.

##### Decreto 2687 de julio 22 de 2008

- a) **Producción:** de acuerdo con este Decreto los productores y los productores-comercializadores de gas natural declararán al Ministerio de Minas y Energía:
  - i) la producción disponible para ofertar en firme
  - ii) la producción disponible para ofertar Interrumpible
  - iii) la producción comprometida
  - iv) el potencial de producción de gas natural de cada campo.

Mediante resolución el Ministerio de Minas y Energía publica la anterior información.

- b) **Reservas:** el Decreto exige que los productores reporten información de reservas probadas a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y esta entidad pública la información consolidada.



La información sobre producción y reservas hace parte de aquella que mencionan los agentes en sus comentarios a la propuesta de la Resolución CREG 086 de 2005.

Resoluciones CREG 114 de 2006 y CREG 095 de 2008

Mediante estas resoluciones la CREG solicitó la siguiente información a los productores de gas:

- i) La capacidad máxima de producción de un productor-comercializador en un campo determinado
- ii) las cantidades comprometidas en contratos que pacten servicios de suministro en firme con usuarios regulados y no regulados
- iii) las cantidades comprometidas en contratos que pacten servicios de suministro en firme destinadas a la atención de usuarios regulados.

La anterior información se debe actualizar cada vez que se efectúe una modificación contractual o cuando se suscriban nuevos contratos de suministro de gas.

Regulatoriamente no se establece mecanismo para publicar la información requerida mediante las resoluciones CREG 114 de 2006 y 095 de 2008.

### **3.2 Requerimientos y publicación de información sobre transporte**

#### Resolución CREG 071 de 2006

En virtud de lo establecido en el artículo 47 de la Resolución CREG 071 de 2006, mediante circulares la CREG solicitó el suministro anual de la siguiente información a los transportadores de gas<sup>2</sup>:

- La capacidad máxima de transporte
- La capacidad ya contratada en firme por personas naturales o jurídicas, distintas a generadores termoeléctricos
- La capacidad de transporte en firme ya contratada o que contratará con cada agente generador termoeléctrico.

Regulatoriamente no se ha definido un mecanismo para publicar la información requerida en virtud del artículo 47 de la Resolución CREG 071 de 2006. Esta información la utiliza la CREG para calcular los índices de combustible para determinar la ENFICC. Estos índices se publican mediante circulares. También mediante circulares la CREG publica la declaración de parámetros para el cálculo del ENFICC, lo cual corresponde a información reportada por los generadores de energía. Dentro de esta información aparecen las cantidades de suministro y transporte de gas, contratadas en firme por los generadores termoeléctricos<sup>3</sup>.

#### Resolución CREG 022 de 2009 (de consulta)

Mediante esta Resolución se sometió a consulta la propuesta metodológica para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el próximo período tarifario. En el numeral 24 de esta Resolución se establecen los siguientes puntos:

<sup>2</sup> Ver Circulares No. 066 de 2007 y 093 de 2008.

<sup>33</sup> Ver Circulares No. 067 de 2007 y 101 de 2008.

- a) **cero interrupciones:** no se aceptan interrupciones del servicio de transporte, excepto aquellas permitidas por Ley (e.g. mantenimientos, fuerza mayor)
- b) **plan de mantenimientos:** los transportadores deben presentar cada seis meses al CNO-Gas un plan de mantenimientos con horizonte de doce meses. El CNO-Gas consolida y aprueba el plan de mantenimiento del Sistema Nacional de Transporte (SNT). Este plan será de obligatorio cumplimiento para todos los transportadores, quienes lo deben publicar en sus respectivos Boletines Electrónicos de Operación - BEO.
- c) **compensación por fallas:** los remitentes del servicio de transporte recibirán compensación por las interrupciones que se presenten como consecuencia de mantenimientos no incluidos en el plan de mantenimiento aprobado por el CNO-Gas.

#### Resolución CREG 077 de 2008

En virtud de las disposiciones establecidas en el numeral 4.6.2 del RUT y el literal i) del Artículo 2 de la Resolución CREG 063 de 2000, el transportador podía solicitar al CND redespachos para atender una situación de emergencia en su sistema. Mediante la Resolución CREG 077 se eliminó la posibilidad de que el transportador solicite redespachos al CND. La razón para eliminar esa posibilidad fue la existencia de una relación contractual, no centralizada, entre el transportador y el remitente de tal forma que cada agente es responsable en su respectivo sector.

Adicionalmente, en la Resolución CREG 077 de 2008 se establecieron disposiciones sobre el flujo de información que debe existir en caso de emergencias, tanto en transporte como en producción de gas. En general, esta resolución establece que ante eventos que disminuyan el suministro o el transporte de gas durante el día, el productor o el transportador, según el caso, debe informar por escrito a los remitentes, y al CND cuando se afecten plantas térmicas, sobre la ocurrencia del evento y la magnitud de la disminución en el suministro y transporte.

El anterior requerimiento de información contribuye a la coordinación de corto plazo (i.e. durante el día de gas) entre los sectores de energía eléctrica y gas natural.

### **3.3 Desagregación de nominaciones**

Mediante el Decreto 880 de 2007 se exige que:

- a) las nominaciones y renominaciones de suministro de gas y/o capacidad de transporte de cada Agente deberán discriminarse entre eléctrica, no eléctrica y mercado secundario
- b) las nominaciones de mercado secundario deberán identificar el Agente reemplazante o remitente reemplazante, según el caso.

La anterior disposición recoge lo propuesto en el artículo 4o. del proyecto publicado con la Resolución CREG 086 de 2005 relacionado con la desagregación de nominaciones.



### 3.4 Compensaciones por fallas en producción

Mediante el artículo 22 de la Resolución CREG 095 de 2008 la CREG exige a los productores pactar, en sus contratos de suministro para la atención de usuarios regulados, como mínimo las compensaciones de que trata la Resolución CREG 100 de 2003.

### 3.5 Información que analiza y publica el CNO-Gas

A finales de 2007 dentro de CNO-Gas se creó un grupo de trabajo denominado "Comité nacional de coordinación de producción y consumo de gas"<sup>4</sup>. De acuerdo con el CNO-Gas este comité tiene las siguientes características<sup>5</sup>:

- **Objeto:** i) tener información disponible que genere valor agregado para el planeamiento operativo en el corto y mediano plazo y; ii) *identificar requerimientos especiales de coordinación operativa, administrativa y regulatoria ante eventos que puedan afectar la oferta y/o la demanda de gas*
- **Horizonte de análisis:** doce (12) meses
- **Fuente de información:** agentes que generan información primaria
- **Presentación de la información:** cada dos (2) meses en el CNO-Gas
- **Información que recibe el comité:** consumos de gas por sectores y regiones, suministros por campo, pronósticos de producción por campo, pronósticos de demanda por sectores, mantenimientos en producción y transporte para los siguientes doce (12) meses, mantenimientos en generación y transmisión eléctrica para los siguientes doce (12) meses, proyectos de expansión en producción y transporte de gas.

A partir de 2008 el CNO-Gas creó página en internet ([www.cnogas.org.co](http://www.cnogas.org.co)) donde publica información desagregada sobre producción y consumo de gas en el país así como pronósticos indicativos sobre producción y consumo para un horizonte de doce (12) meses, previo análisis por parte del comité de coordinación de producción y consumo de gas. La información sobre mantenimientos previstos no se publica en la página *Web* pero se entrega a los miembros del CNO-Gas. Este comité no maneja información comercial.

Adicionalmente dentro del CNO-Gas se conformó un grupo denominado "comité de operación y coordinación" cuya función es coordinar operación y mantenimientos de los dos sectores (eléctrico y gas). Este grupo lo conforman productores, transportadores y XM, y realiza reuniones semanales mediante teleconferencias. El CNO-Gas indica que 'estas reuniones están dando muy buenos resultados prácticos.'<sup>6</sup>

La información sobre mantenimientos que recibe el CNO-Gas recoge lo propuesto en la Resolución CREG 086 de 2005 en relación con mantenimientos tanto del sector de gas como el eléctrico.

### 3.6 Estudios

#### 3.6.1 Estudio TERA-COSENIT

En 2007 la Unión Temporal TERA – COSENIT realizó para la CREG el estudio "Análisis y desarrollo del mercado secundario de corto plazo 'spot' del sector de gas natural en

<sup>4</sup> Ver Actas No. 59 y 60 del CNO-Gas ([www.cnogas.org.co](http://www.cnogas.org.co))

<sup>5</sup> Radicado CREG E-2009-004737.

<sup>6</sup> Radicado CREG E-2007-001870.

Colombia<sup>7</sup>. Este estudio propone establecer un agregador de información de mercado que desarrolle un “sistema de información y la administración y gestión de indicadores de mercado de tal manera que los agentes dispongan de la información necesaria para la construcción de las ofertas de venta y posturas de compra tanto en suministro como en transporte.”

El estudio indica que el agregador de información debería consolidar y publicar la siguiente información:

**Información histórica:**

- Reservas probadas de gas natural
- Relación reservas/producción
- Información histórica sobre producción por campo
- Información histórica sobre demanda de gas natural por sectores de consumo
- Exportaciones de gas
- Precios regulados de gas natural
- Precios de transacción de gas correspondientes a campos con precio no regulado
- Matriz de tarifas de transporte por subsistema y por tramo

**Información en línea:**

- Resultados de la asignación de gas natural correspondientes a la operación del mercado primario para el día anterior al día de gas
- Capacidad disponible de producción por campo para realizar transacciones en el mercado secundario
- Capacidad disponible de transporte de gas natural por tramo para realizar transacciones en el mercado secundario
- Disponibilidad de infraestructura de producción y transporte

**Información proyectada:**

- Producción, demanda y exportaciones en el corto plazo (un día a una semana)
- Producción de gas natural de corto y mediano plazo (1-3 años) por campo de producción y agregada.
- Demandas de gas natural de corto y mediano plazo por sector de consumo y agregada (1-3 años)
- Balances de oferta y demanda de corto plazo y mediano plazo
- Volúmenes de gas comprometidos bajo contrato por campo de producción y en una perspectiva de corto y mediano plazo (1-3 años)
- Balance de capacidad de producción por campo disponible para la venta en una perspectiva de corto y mediano plazo (1-3 años)
- Capacidad de transporte disponible por tramo para contratos en firme o capacidad disponible primaria en un período de 1 a 3 años
- Programas de mantenimiento de suministro y transporte y restricciones al servicio en el corto y mediano plazo
- Resultados de la asignación de gas natural correspondientes a la operación del mercado primario para el día anterior al día de gas
- Capacidad disponible de producción por campo para realizar transacciones en el mercado secundario

---

<sup>7</sup> Radicado CREG E-2008-002069.



- Capacidad disponible de transporte de gas natural por tramo para realizar transacciones en el mercado secundario
- Disponibilidad de infraestructura de producción y transporte

El estudio de TERA – COSENIT indica que el agregador de información debe ser un ente creado por Ley cuyo perfil y funciones pueden ser definidos por la CREG. El estudio analizó otros mecanismos para manejar la información mientras se crea el agregador de información. Estos mecanismos comprenden:

- a) Sistema de información del Ministerio de Minas y Energía o la UPME
- b) Sistema Único de Información - SUI
- c) Boletines Electrónicos de Operación - BEO
- d) Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – CNO-Gas
- e) XM

En el estudio se indica que el manejo de la información de mercado en entidades gubernamentales y en los BEO es poco adecuado por aspectos como neutralidad y oportunidad de la información. Así mismo, se indica que el CNO-Gas no tiene funciones de ley que le permitan desarrollar las actividades de un agregador de información. Con respecto a XM se indica que se requeriría una Ley que asigne a esta entidad la función de agregador de información del sector de gas.

Cabe anotar que el enfoque principal del estudio de TERA – COSENIT es hacia el desarrollo del mercado secundario de gas.

### **3.6.2 Estudio de Arthur D. Little**

En estudio realizado por Arthur D. Little se analizan y proponen algunos aspectos sobre la coordinación de los sectores de gas y electricidad<sup>8</sup>. En el estudio se señala que los principales problemas identificados en la coordinación gas-electricidad son:

- a) Redespacho eléctrico en la coordinación de corto plazo (día de gas). Un acuerdo del CNO permite que las plantas térmicas a gas se desvíen durante las seis (6) horas de que dispone el transportador para atender una renominación de transporte de gas. Sin embargo, se indica que la problemática radica en que transcurren las seis (6) horas y la planta no cumple con el redespacho por dificultades en el transporte o suministro de gas.
- b) Programación de mantenimientos y ampliaciones en el mediano plazo (un mes a un año).

En este estudio se presentan las siguientes propuestas para mejorar la coordinación gas-electricidad:

Para el corto plazo:

---

<sup>8</sup> “Evaluación de Riesgos de Abastecimiento de Hidrocarburos en el Corto, Mediano y Largo Plazo. Entregable III: Propuestas para Mejorar la Situación de Abastecimiento.” Estudio preparado para el Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la Comisión de Regulación de Energía y Gas y la Unidad de Planeación Minero Energética. Bogotá D.C., diciembre de 2008.

- a) Incluir en la información sobre redespacho la notificación de esa condición, por parte del CND, al transportador y productor-comercializador con el cual el generador eléctrico posee contrato de transporte o suministro.
- b) Exigir que los transportadores y productores-comercializadores confirmen la viabilidad de una renominación antes de una hora de la notificación por parte del CND.
- c) Ampliar funciones del CND de tal forma que haga seguimiento y coordinación de combustibles para plantas térmicas.
- d) Precisar información de generadores con combustibles alternos para el día siguiente y hacerla pública a los agentes de gas.
- e) Reglamentar la generación por seguridad con combustibles alternos de tal forma que se permita el redespacho con combustible alternativo.
- f) Incluir en el planeamiento operativo análisis de contingencia de redespachos por generaciones de seguridad e informar a los agentes de gas.
- g) Precisar flujos y canales de información entre el CND, generadores y agentes de gas en el Código de Operación.
- h) Establecer en el Reglamento Único de Transporte de Gas –RUT- los canales de información entre los Centros Principales de Control –CPC-, productores y el CND.

Para el mediano plazo:

- a) Formalizar el suministro de información relevante de planeamiento operativo del sector eléctrico para el sector de gas.
- b) Asignar a los CPC la función de analizar y manejar confidencialmente la información que les entregue el CND para efectos de coordinación.
- c) Realizar planeamiento operativo del sector gas para el mediano plazo indicando los mantenimientos del sector. Publicar este planeamiento en el BEO.
- d) Ampliar alcance de las funciones asesoras del CNO-Gas de tal forma que pueda realizar el planeamiento operativo de mediano plazo en gas.

En este estudio también se propone la creación de un ente centralizado que recopile, consolide y revise la información del sector.

Como se puede apreciar en la anterior descripción, hay nuevos elementos que se deben considerar al establecer la información para coordinación operativa gas-electricidad.

#### **4. ANÁLISIS DE ELEMENTOS EXISTENTES Y PROPUESTAS**

Lo indicado en los anteriores numerales permite anotar lo siguiente:

- a) hoy hay mejor flujo de información entre los sectores de energía y gas si se compara con la situación existente cuando se adoptó la propuesta de la Resolución CREG 086 de 2005. Parte de esta información contribuye a la coordinación operativa de los dos sectores (e.g. información sobre mantenimientos analizada en el CNO-Gas).
- b) La información puede categorizarse en diferentes grupos según el propósito de la misma. En principio se podrían establecer los siguientes grupos de información: i) para efectos de coordinación operativa entre los dos sectores, lo cual incluye información para análisis de planeamiento; ii) de mercado tal como cantidades contratadas y precios promedios y; iii) para efectos regulatorios.

La información propuesta mediante la Resolución CREG 086 de 2005 tenía como propósito contribuir a la coordinación operativa de los sectores de energía y gas, dada la generación mediante plantas a gas. Este propósito sigue vigente de tal forma que a continuación se hace referencia exclusivamente a la información para coordinación operativa de los sectores de gas y electricidad. Información para otros propósitos no se analiza en este documento.

Como se anotó en el documento CREG 063 de 2005, el sector eléctrico tiene operación centralizada mientras que el sector de gas opera de manera descentralizada basado en contratos de suministro y transporte<sup>9</sup>. Así mismo, los generadores de electricidad deben declarar su disponibilidad al CND de acuerdo con la cantidad de energía que estén en capacidad de generar.

La cantidad de energía que una planta térmica a gas está en capacidad de generar depende en gran medida de los contratos de suministro y transporte de gas. Sobre los contratos se debe tener en cuenta que:

- a) Los contratos de suministro y transporte de gas en firme garantizan el servicio de suministro de gas o de capacidad de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas<sup>10</sup>.
- b) Para hacer uso de las cantidades contratadas los remitentes deben presentar nominaciones diarias tanto al productor de gas como al transportador. En la nominación se indican las cantidades, tanto de gas como de capacidad de transporte, que se requieren para el siguiente día o día de gas.
- c) Los remitentes pueden hacer renominaciones durante el día de gas. Las renominaciones son nominaciones sometidas a consideración del productor y/o del transportador durante el día de gas con el fin de incrementar o disminuir las nominaciones previamente confirmadas.
- d) los transportadores y los productores-comercializadores deben aceptar por lo menos cuatro (4) renominaciones de gas durante el día de gas, cuando éstas sean enviadas al menos con seis (6) horas de anticipación al momento en que se requiera la modificación en el flujo de gas<sup>11</sup>;
- e) los transportadores y los productores-comercializadores sólo podrán negar la aprobación de una renominación si existen limitaciones técnicas o de capacidad en el sistema de transporte o de producción respectivamente.

Lo anterior indica que un remitente que nomina cero (0) para el día de gas puede renominar, durante el día de gas, todo su contrato en firme. Este caso se puede presentar en las plantas térmicas a gas pues éstas declaran su disponibilidad al CND con base en los contratos de suministro y transporte en firme.

Bajo un escenario de pleno cumplimiento de los deberes y obligaciones de cada parte (i.e. cumplimiento de contratos y declaración de disponibilidad) se tendría que:

---

<sup>9</sup> “Información operativa para la coordinación entre los sectores de energía eléctrica y gas natural”, Documento CREG 063 de agosto 4 de 2005.

<sup>10</sup> Decreto 880 de 2007.

<sup>11</sup> Numerales 4.5.1.3 y 4.5.2.2 del RUT.



- I) las plantas a gas no deben tener dificultades para cumplir con los despachos y redespachos diarios que les asigne el CND según la regulación vigente. Los contratos de suministro y transporte en firme deben garantizar la firmeza del servicio en caso de *renominação durante el día de gas*.
- II) no se requiere mayor información para la coordinación operativa entre los dos sectores: cada agente debe responder por el cumplimiento de sus obligaciones en su respectivo sector.

De acuerdo con lo anterior se concluye que la información que se requiere para mejorar la coordinación operativa de los dos sectores es la relacionada con redespachos y mantenimientos. De hecho, de la información recibida de la industria y consignada en algunos documentos (e.g. estudio de Arthur D. Little), se observa que ciertas medidas regulatorias en materia de redespachos y mantenimientos podrían contribuir a mejorar la operación operativa de los dos sectores en el corto plazo (día de gas) y en el mediano (semanal) y largo plazo (anual).

#### **4.1 Medidas para el corto plazo: redespachos**

La regulación establece un plazo de hora y media para que los generadores empiecen a entregar energía en caso de redespacho, y seis (6) horas para que los agentes del gas entreguen el producto en caso de *renominação* en el sector de gas. En algunos casos es posible que el sector de gas entregue el gas antes de las seis (6) horas, lo cual favorece la operación del sector eléctrico. La regulación vigente no prevé un procedimiento para que esta posibilidad se materialice. En tal sentido se propone establecer regulatoriamente los *procedimientos a seguir en tales casos*. Dichos procedimientos deben tener como principio básico el cabal cumplimiento de las obligaciones y deberes que tiene cada agente en su respectivo sector.

En la figura 1 se ilustra el flujo de información propuesto, el cual considera los siguientes pasos:

##### **Paso 1.**

El CND debe enviar la orden de redespacho al generador de planta térmica a gas.

##### **Paso 2.**

Dentro de los quince (15) minutos siguientes el generador debe solicitar *renominação* y/o desvío de suministro y transporte de gas, si es del caso. Es posible que solo se requiera un desvío, como ocurriría si el generador vendió su gas de contrato firme en el mercado secundario interrumpible. Inmediatamente realice la solicitud de *renominação* y/o desvío de suministro o transporte de gas, el generador debe informar al CND que ya realizó dicha solicitud.

##### **Paso 3.**

Dentro de los quince (15) minutos siguientes al recibo de la solicitud de *renominação* y/o desvío, el productor (P) y el transportador (T) deben informar al generador y al CND la hora en la cual se hará la modificación en el flujo de gas a entregar al generador. En todo caso, el tiempo transcurrido desde la solicitud de *renominação* hasta la hora de entrega del gas no debe ser superior al establecido en los numerales 4.5.1.3 y 4.5.2.2 del RUT o aquellas normas que lo complementen o modifiquen.

2

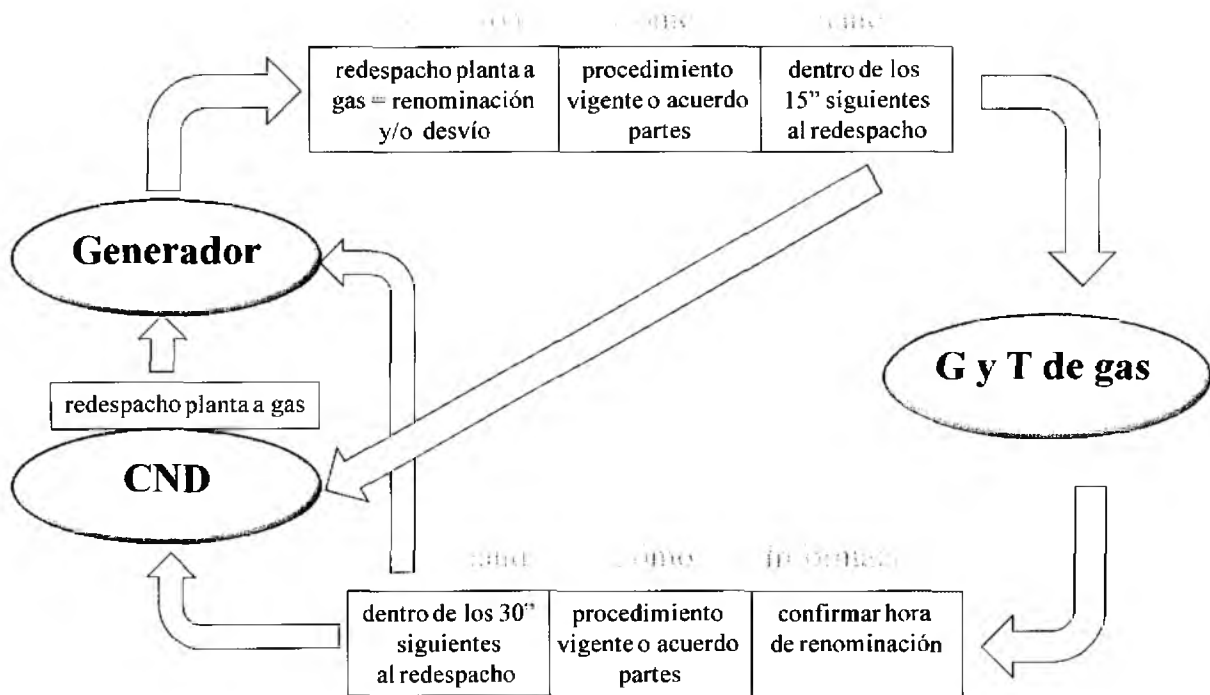
**Paso 4.**

El CND tomará cero (0) como disponibilidad de la respectiva planta para el resto del día de gas en cualquiera de los siguientes casos:

- a) si dentro de los primeros quince (15) minutos establecidos el CND no es informado, por parte del generador, sobre la solicitud de renominación y/o desvío que haga el generador al productor (P) y al transportador (T) de gas.
- b) si el generador realiza la solicitud de renominación y dentro de los treinta (30) minutos siguientes, contados desde el momento de la orden de redespacho, el CND no es informado por el productor (P) y el transportador (T) sobre la hora de modificación del flujo de gas.

Si el generador recibe información del productor (P) y del transportador (T) dentro de los treinta (30) minutos, el generador ajustará su disponibilidad de acuerdo con las nuevas condiciones de suministro y/o transporte.

**Figura 1. Flujo de información en redespachos (Día de Gas)**



**4.2 Medidas para el mediano y largo plazo: plan de mantenimientos**

De los análisis realizados en la Comisión se considera que la información sobre mantenimientos contribuye en gran medida a la coordinación operativa de los sectores de gas y electricidad en el mediano (semanal) y largo plazo (anual).

Por ello se considera necesario establecer regulatoriamente las reglas para definir un plan de mantenimientos tanto en producción como en transporte. Para el plan de mantenimientos

en producción de gas se propone adoptar un esquema similar al propuesto para el caso de transporte de gas según la Resolución CREG 022 de 2009.

Mediante la Resolución CREG 022 de 2009 se propuso la siguiente definición de interrupción del servicio de transporte de gas natural:

**Interrupción del Servicio de Transporte de Gas Natural:** Situación donde cese por completo el flujo de gas en un Punto de Salida, o la presión en dicho Punto de Salida sea inferior a la mínima pactada contractualmente y conlleve al cese del flujo de gas.

Análisis posteriores a la publicación de la Resolución CREG 022 de 2009 indican que los contratos de suministro y transporte de gas en firme, según las normas jurídicas que los definen, son contratos en los que se garantiza el servicio de suministro de gas o de capacidad de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto aquellos en los cuales las citadas normas prevén que la firmeza no se garantiza en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas.

Lo anterior sugiere que la definición de interrupción propuesta en la Resolución CREG 022 de 2009 no es la más indicada para el caso del servicio de transporte de gas en firme. El servicio de transporte de gas en firme se rige por contratos en los que se garantiza el servicio de capacidad de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado. En tal sentido, se propone ajustar la propuesta de la Resolución CREG 022, en lo relacionado con interrupciones y mantenimientos en transporte de gas, e integrarla en una única resolución con la propuesta sobre el plan de mantenimientos en producción. A continuación se desarrolla dicha propuesta.

#### **4.2.1 Plan de mantenimientos en producción y transporte de gas natural**

Los productores-comercializadores deberán adoptar un plan de mantenimientos para cada campo de producción de gas. Cuando haya más de un productor-comercializador por campo (e.g. en contratos de asociación) las partes deberán acordar la adopción de un único plan de mantenimientos. Igualmente, los transportadores deberán adoptar un plan de mantenimiento de su respectivo sistema.

En este plan se señalarán las actividades que ocasionen interrupciones en la prestación del servicio, observando el siguiente procedimiento:

- a) Semestralmente cada productor-comercializador y cada transportador presentarán a la entidad que la CREG defina, su respectivo plan de mantenimientos en la infraestructura de producción y transporte de gas, para un horizonte de doce (12) meses, señalando claramente las actividades que ocasionen interrupciones en la prestación del servicio. Los reportes de información se harán antes del 15 de marzo y del 15 de septiembre de cada año de acuerdo con el formato que se defina para tal efecto.
- b) El plan de mantenimientos deberá contener, entre otros aspectos, los siguientes:
  - Nombre del productor-comercializador, nombres de los productores-comercializadores cuando haya asociación por campo, o nombre del transportador, según sea el caso.
  - Descripción del sistema de producción o de transporte, según sea el caso.
  - Descripción de las obras y actividades programadas para cada mes del período.





- Identificación de las cantidades de gas que no se podrán atender, en el caso de la producción. En el caso de transporte, identificación de los sistemas o tramos de gasoductos cuya operación se verá afectada.
  - Identificación del cambio en variables que puedan afectar la calidad del servicio (e.g. presión, composición del gas).
  - Cronograma y duración estimada de las obras y actividades.
- c) La entidad a la que se debe reportar esta información recopilará la reportada por todos los productores-comercializadores y los transportadores, según sea el caso, y elaborará un documento que contenga el plan consolidado de mantenimientos.
- d) Esta misma entidad elaborará y publicará en su página *web* el documento con el plan consolidado de mantenimientos a más tardar la primera semana de abril y la primera semana de octubre de cada año. Este será el plan de mantenimientos definitivo para el siguiente semestre.
- e) El plan consolidado de mantenimientos se podrá modificar durante el semestre de vigencia presentando la respectiva solicitud a la entidad que inicialmente se presentó el plan de mantenimientos. Si ésta no objeta la modificación, elaborará nueva versión del documento con el plan consolidado de mantenimientos y lo publicará en su página *web*.
- f) El documento con el plan consolidado de mantenimientos deberá ser de libre acceso para los siguientes Agentes: i) aquellos con los que el productor-comercializador tenga vínculo contractual; ii) la UPME; iii) el Ministerio de Minas y Energía, iv) la CREG; v) la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD y; vi) el CND.
- g) Las interrupciones que se presenten como consecuencia de eventos no incluidos en el plan consolidado de mantenimientos publicado, se considerarán como falla en la prestación del servicio.

El anterior mecanismo no exime a los agentes del cumplimiento de sus obligaciones contractuales.

Para efectos de aplicar lo anterior se propone precisar el concepto de mantenimiento así: los mantenimientos en las actividades de producción y transporte de gas natural corresponderán a aquellas acciones técnicas que tienen como objeto mantener los activos de tal forma que éstos puedan cumplir eficientemente con sus funciones. No se incluyen aquellas acciones técnicas tendientes a aumentar la capacidad de producción o de transporte, o aquellas con propósito de realizar nuevas conexiones en la infraestructura de transporte.

#### **4.2.2 Compensaciones por Interrupción**

Los servicios de suministro y transporte de gas natural contratados en firme deben prestarse con la continuidad propia de la naturaleza jurídica de esta modalidad contractual. Por tal razón, solamente se podrán negar o interrumpir dichos servicios en los eventos excepcionalmente previstos en las respectivas normas que definen los Contratos Firmes de suministro y transporte de gas vigentes al momento de la celebración de los contratos y en los artículos 140 y 141 de la Ley 142 de 1994.



El no suministro o transporte del gas contratado en firme en cualquier evento distinto del previsto en el párrafo anterior, generará compensación a favor del usuario, con independencia de lo pactado en el contrato sobre reparación de la falla en la prestación del servicio o incumplimiento del contrato. La compensación mensual será el valor obtenido de multiplicar el costo de interrupción (CI) establecido en la Resolución CREG 017 de 2005, o aquellas que la sustituyan o modifiquen, expresado en dólares por MBTU, por la cantidad de gas interrumpido durante un mes, expresado en MBTU. Para convertir el CI en dólares se utilizará la tasa de cambio representativa del mercado del último día del mes anterior a la interrupción.

La compensación se aplicará disminuyendo el pago mensual que le corresponde a cada productor y cada transportador, según sea el caso, en un valor igual al que resulte de aplicar el valor de compensación mensual calculado como se indicó anteriormente.

Los componentes G y T, según sea el caso, de la fórmula tarifaria general del costo de prestación del servicio, que aplican los comercializadores a los usuarios regulados, considera el costo del gas o transporte, según sea el caso, al cual se le han aplicado las reducciones correspondientes por compensaciones. Para el caso de los usuarios no regulados, la aplicación de la compensación determina el menor valor del servicio de suministro o transporte de gas contratado en firme, por el hecho de no haberlo prestado con la calidad asociada a dicho servicio.

Para lo anterior el productor-comercializador y el transportador, respectivamente deberán:

1. Registrar el número de interrupciones y los tiempos de duración de las interrupciones para cada usuario durante el respectivo periodo de facturación.
2. Informar por escrito al usuario, o a través de un medio masivo de comunicación, la programación de los mantenimientos y demás labores programadas, con indicación detallada de la duración de estas labores. Esta información se debe suministrar como mínimo con cinco días hábiles de antelación al inicio de los trabajos especificando la fecha, hora y duración de la interrupción. Para aquellos eventos programables con un mes o más de anticipación, se deberá notificar al usuario por escrito. La interrupción que no se informe oportunamente al usuario se considerará como una falla que da lugar a compensación.
3. Calcular el monto a compensar a cada usuario detallando los valores de las variables que intervienen en el cálculo. El productor-comercializador y el transportador respectivos, aplicarán tales valores a cada uno de los usuarios afectados, en la factura que se emita por el servicio, como un menor valor a pagar por parte de los respectivos usuarios.
4. Enviar trimestralmente a la SSPD, o con la periodicidad que la SSPD defina según el Sistema Único de Información, SUI, una relación de los montos compensados, detallando los valores de cada una de las variables que intervienen en el cálculo de la compensación.



## **5. PROPUESTA A LA CREG**

Con base en lo anterior se propone a la CREG someter a consulta la siguiente regulación de carácter general:

1. Establecer los procedimientos indicados en el numeral 4.1 de este documento aplicables en caso de redespacho de plantas térmicas a gas.
2. Adoptar el mecanismo indicado en el numeral 4.2.1 de este documento para establecer el plan de mantenimientos de carácter obligatorio en producción y transportar de gas natural.
3. Adoptar el mecanismo de compensaciones indicado en el numeral 4.2.2 de este documento, aplicable en interrupciones o fallas en la prestación del servicio de suministro o transporte de gas natural.

2