

RESOLUCIÓN 122 DE 2014

(septiembre 12)

Diario Oficial No. 49.279 de 19 de septiembre de 2014

Comisión de Regulación de Energía y Gas

Por la cual se modifica la Resolución CREG 089 de 2013.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en ejercicio de sus facultades legales, en especial de las conferidas por la Ley 142 de 1994, y en desarrollo del Decreto número 2253 de 1994, y

CONSIDERANDO QUE:

Mediante la Resolución CREG 089 de 2013, la CREG expidió disposiciones relacionadas con los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural. La resolución mencionada contiene el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro y del transporte del gas natural utilizado efectivamente como combustible que se realicen en el mercado primario y en el mercado secundario.

Tras la expedición de la Resolución CREG 089 de 2013, una vez realizadas las negociaciones de contratos de suministro de gas natural durante el año 2013 y aplicadas las reglas del proceso transitorio de úselo o véndalo de largo plazo de capacidad de transporte, la Comisión ha observado la necesidad de introducir ajustes a la mencionada resolución. Los análisis hechos por la Comisión están contenidos en el Documento CREG-058 del 11 de julio de 2014.

Teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 4° del Decreto número 2897 de 2010, reglamentario de la Ley 1340 de 2009, no es necesaria la remisión del presente acto administrativo a la Superintendencia de Industria y Comercio, ya que en este se aclaran condiciones en que son exigibles conductas previamente impuestas en la Resolución CREG 089 de 2013.

Mediante la Resolución CREG 100 de 2014 la Comisión ordenó publicar un proyecto de resolución de carácter general, *“por la cual se modifica la Resolución CREG 089 de 2013”*. Esta publicación se hizo en la página web de la entidad y en el **Diario Oficial** número 49.220 el día 22 de julio de 2014.

Para facilitar la lectura de las reglas sobre los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural, es pertinente incorporar en el presente acto administrativo las modificaciones establecidas en la Resolución CREG 151 de 2013.

En el Documento CREG-067 de 2014, el cual soporta esta resolución, se presenta el análisis de los comentarios recibidos a la propuesta regulatoria sometida a consulta mediante la Resolución CREG 100 de 2014.

Según lo previsto en el artículo 8° del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, la regulación que mediante la presente resolución se adopta ha surtido el proceso de publicidad previo correspondiente.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó el presente acto administrativo en la sesión número 618 del día 12 de septiembre de 2014,

RESUELVE:

Artículo 1°. Modificación del artículo 11 de la Resolución CREG 089 de 2013. Adiciónese el siguiente párrafo al artículo 11 de la Resolución CREG 089 de 2013:

Parágrafo 2°. Las obligaciones suspendidas por la ocurrencia de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña se podrán reiniciar antes del periodo establecido en el numeral 5 de este artículo si las partes así lo convienen.

Artículo 2°. Modificación del artículo 12 de la Resolución CREG 089 de 2013. Modifíquese el párrafo 2° del artículo 12 de la Resolución CREG 089 de 2013:

Parágrafo 2°. Para los eventos señalados en los numerales 1, 2 y 4 del presente artículo deberá seguirse el procedimiento establecido en el artículo 11 de la presente resolución. Las obligaciones suspendidas por la ocurrencia de un evento eximente de responsabilidad se podrán reiniciar antes del periodo establecido en el numeral 5 del artículo 11 de la presente resolución si las partes así lo convienen.

Artículo 3°. *Modificación del artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013.* El artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013, quedará así:

Artículo 24. *Negociación según el balance de la UPME.* Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 17 y 18 de esta resolución podrán negociar el suministro de gas natural, durante el periodo de tiempo que defina la CREG, mediante los mecanismos de comercialización establecidos en los artículos 25 y 27 de esta resolución, según lo dispuesto en este artículo.

Dentro de los primeros diez (10) días hábiles de junio de cada año, la CREG establecerá mediante resolución el mecanismo de comercialización a aplicar y el cronograma para el desarrollo del mismo. Lo anterior con base en el análisis del más reciente balance entre la oferta agregada y la demanda agregada de gas realizado por la UPME. El balance deberá ser aquel que considere el escenario de demanda media.

Cuando el balance realizado por la UPME muestre que la oferta de gas natural es superior a la demanda de gas natural, en al menos tres (3) de los cinco (5) años siguientes al momento del análisis, se deberá dar aplicación al mecanismo de negociación directa establecido en el artículo 25 de esta Resolución. Cuando el balance muestre lo contrario, se deberá dar aplicación al mecanismo de negociación mediante subasta establecido en el artículo 27 de esta resolución.

Artículo 4°. *Modificación del artículo 25 de la Resolución CREG 089 de 2013.* Adiciónese el siguiente párrafo al artículo 25 de la Resolución CREG 089 de 2013:

Parágrafo 2°. La oferta de PTDVF o la oferta de CIDVF, según corresponda, no deberá contener oferta comprometida firme, *OCF*. En el Anexo 10 de esta resolución se establece la forma de cálculo de la oferta comprometida firme, *OCF*.

Artículo 5°. *Modificación del artículo 40 de la Resolución CREG 089 de 2013.* El artículo 40 de la Resolución CREG 089 de 2013 quedará así:

Artículo 40. *Negociaciones mediante los procesos úselo o véndalo.* Los participantes del mercado, que estén registrados en el BEC, según lo dispuesto en el artículo 43 de esta resolución, se acogerán a los mecanismos y procedimientos de negociación de los procesos úselo o véndalo detallados en los artículos 44, 45 y 46 de la presente resolución.

Artículo 6°. *Modificación del artículo 53 de la Resolución CREG 089 de 2013.* El artículo 53 de la Resolución CREG 089 de 2013 quedará así:

Artículo 53. *Consideraciones operativas relacionadas con renominaciones.*

1. En relación con las renominaciones de suministro durante el día de gas se seguirán las siguientes reglas, además de aquellas establecidas en el RUT:

a) Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado solo podrán aceptar renominaciones de suministro de gas que no afecten las cantidades asignadas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural. Como excepción podrán aceptar renominaciones de suministro de gas que afecten las cantidades asignadas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural de conformidad con lo dispuesto en el literal b) de este numeral;

b) Los adjudicatarios del proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural podrán solicitar renominaciones a través de los responsables de la nominación de gas. En este caso los responsables de la nominación de gas deberán solicitar la renominación e informar a los productores-comercializadores o a los comercializadores de gas importado que la renominación la hacen a nombre del comprador de corto plazo.

2. En relación con las renominaciones de transporte durante el día de gas se seguirán las siguientes reglas, además de aquellas establecidas en el RUT:

a) Los transportadores solo podrán aceptar renominaciones de transporte de gas que no afecten las cantidades asignadas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte. Como excepción podrán aceptar renominaciones de transporte de gas que afecten las cantidades asignadas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte de conformidad con lo dispuesto en el literal b) de este numeral;

b) Los adjudicatarios del proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte podrán solicitar renominaciones a través de los responsables de la nominación de transporte. En este caso los responsables de la nominación de transporte deberán solicitar la renominación e informar a los transportadores que la renominación la hacen a nombre del remitente de corto plazo.

3. El transportador, el productor-comercializador o el comercializador de gas importado podrán aceptar, en un tiempo inferior a seis (6) horas, las renominaciones que presenten los generadores

térmicos originadas por requerimientos del Centro Nacional de Despacho para cumplir redespachos o autorizaciones en el sector eléctrico. En todo caso estas aceptaciones deberán acogerse a lo establecido en los numerales 1 y 2 del presente artículo.

El transportador, el productor-comercializador o el comercializador de gas importado solo podrán negar la aceptación de renominaciones si existen limitaciones técnicas o de capacidad en el SNT o en la infraestructura de suministro de gas. Así mismo, estos participantes del mercado deberán conservar los soportes que evidencien la limitación técnica o de capacidad que no permitió aceptar la renominación, para cuando la autoridad competente o los remitentes los soliciten.

Artículo 7°. Modificación del artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013. Adiciónense los siguientes párrafos al artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013:

Parágrafo 6°. Cuando por causas imputables al remitente se presente una variación de salida menor al 5% de la energía autorizada por el transportador y dicha variación obedezca a que la cantidad de energía tomada es mayor a la cantidad de energía autorizada, el remitente dispondrá de 48 horas, a partir de la solicitud de ajuste del desbalance por parte del transportador, para entregar al sistema de transporte la cantidad de energía del desbalance. Si el remitente no entrega la energía del desbalance dentro de este plazo, el transportador podrá adquirirla y establecer libremente un único precio de la energía que aplicará a todos los remitentes involucrados en el desbalance. En estos eventos el transportador deberá solicitar el ajuste del desbalance a todos los remitentes que hayan incurrido en variaciones de salida menores al 5% y que obedezcan a que la cantidad de energía tomada es mayor a la cantidad de energía autorizada.

El transportador deberá conservar los soportes que evidencien la necesidad de haber requerido el ajuste del desbalance, para cuando la autoridad competente o los remitentes los soliciten. Así mismo, en la liquidación del balance al final del periodo el transportador deberá tener en cuenta las cantidades que el remitente entregó o debió pagar en cumplimiento de lo establecido en el presente párrafo.

Parágrafo 7°. Cuando la cantidad de energía tomada por un generador térmico sea superior al 105% o inferior al 95% de la cantidad de energía autorizada por el transportador para cada hora habrá lugar al pago, por parte del generador térmico, de la compensación a la que se hace referencia en este artículo. Lo anterior con excepción de aquellos eventos en que se presenten las siguientes condiciones: i) que el generador térmico haya presentado, a través de las herramientas previstas para ello, la renominación de cierta cantidad de energía para cumplir un requerimiento del Centro Nacional de Despacho originado en un redespacho o una autorización en el sector eléctrico; ii) que la renominación de esa cantidad de energía haya sido autorizada por el transportador y por el productor-comercializador o el comercializador de gas importado; y iii) que dentro de las 48 horas siguientes al redespacho o autorización el generador térmico haya entregado al transportador y al productor-comercializador o al comercializador de gas importado los soportes del redespacho o autorización expedidos por el Centro Nacional de Despacho.

Parágrafo 8°. Cuando en un punto de salida que no corresponda a un sistema de distribución la medición de cantidades sea común a varios remitentes, estos deberán firmar un acuerdo de asignación de la medición en el que se defina el responsable de la cuenta de balance y de las variaciones en el punto de salida. En este caso el transportador estará obligado a aceptar las nominaciones de gas únicamente cuando exista el acuerdo.

Artículo 8°. Modificaciones del Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013.

1. Los literales a), b) y c) del numeral 4.1 del Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013, quedarán así:

a) Suministro

A más tardar a las 12:00 horas del día calendario siguiente al día de gas, los productores-comercializadores que operen campos de producción y los comercializadores de gas importado deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información operativa del día de gas:

i) Cantidad total de energía inyectada en cada punto de entrada al SNT, expresada en MBTU. Los comercializadores de gas importado y los productores-comercializadores de campos aislados también deberán declarar al gestor del mercado aquella cantidad total de energía que es consumida en el territorio nacional y no pasa por el SNT, expresada en MBTU;

ii) Cantidad de energía a suministrar en cada punto de entrada al SNT, expresada en MBTU, de acuerdo con la nominación realizada para el día de gas;

iii) Cantidad de energía exportada, expresada en MBTU, con sujeción a las medidas que el Ministerio de Minas y Energía adopte sobre la materia;

iv) La demás información que determine la CREG.

b) Transporte

A más tardar a las 12:00 horas del día calendario siguiente al día de gas, los transportadores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información operativa del día de gas:

i) Cantidad de energía recibida en cada punto de entrada o de transferencia del SNT, expresada en MBTU;

ii) Cantidad de energía que tomada en cada punto de salida del respectivo sistema de transporte, expresada en MBTU. Adicionalmente, el transportador declarará el número del contrato bajo el cual el remitente tomó dicha energía en el respectivo punto de salida. En los puntos de transferencia entre transportadores se deberá declarar la cantidad total transferida al siguiente transportador, expresada en MBTU;

iii) Cantidad de energía que cada remitente tomó en el punto de salida del respectivo sistema de transporte correspondiente a contratos de parqueo, expresada en MBTU;

iv) Cantidad de energía que el transportador autorizó transportar en su sistema, expresada en MBTU, de acuerdo con la nominación realizada para el día de gas;

v) La demás información que determine la CREG.

El transportador le declarará al gestor del mercado el nombre del tramo de gasoducto definido para efectos tarifarios al cual se asocia cada punto de salida del SNT.

Para el caso de puntos de salida que tienen asociadas estaciones de medición sin telemetría, la información diaria a declarar al gestor del mercado la estimará el transportador como el promedio diario del antepasado mes calendario. Una vez se disponga de la información real, el transportador ajustará y enviará dicha información al gestor del mercado.

c) Entregas a usuarios finales

A más tardar a las 12:00 horas del día calendario siguiente al día de gas, los comercializadores y los distribuidores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información operativa del día de gas:

i) Cantidad total de energía tomada en el punto de salida del SNT para ser entregada a usuarios finales, desagregada por tipo de demanda regulada y no regulada. El distribuidor será el responsable de declarar esta información cuando el punto de salida del SNT corresponda a una estación de puerta de ciudad. En los demás casos el responsable será el comercializador o el usuario no regulado, según corresponda.

A partir de la medición real del día de gas la demanda no regulada se deberá desagregar en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas térmicas u otros, expresada en MBTU. Con base en mediciones históricas la demanda regulada se deberá desagregar en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas térmicas u otros, expresada en MBTU.

El distribuidor, el comercializador o el usuario no regulado, según corresponda, declararán el número del contrato bajo el cual se transportó dicho gas.

ii) La demás información que determine la CREG.

Los usuarios no regulados que participen como compradores en el mercado primario deberán declarar mensualmente al gestor del mercado, a través del medio y del formato que este defina, la información señalada en este literal.

2. El numeral i) del literal b) del numeral 4.2 del Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013, quedará así:

i) Las cantidades totales de energía inyectadas diariamente en cada punto de entrada al SNT y las cantidades totales provenientes de campos aislados, desagregadas en producción nacional e importaciones, expresadas en MBTU. Esta información se actualizará dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses por las modalidades contractuales establecidas en el artículo 9° de esta resolución.

Artículo 9°. *Modificación de la definición de subastador de los Anexos 5 y 6 de la Resolución CREG 089 de 2013.* La definición de subastador establecida en el numeral 2 del Anexo 5 y en el numeral 2 del Anexo 6 de la Resolución CREG 089 de 2013 quedará así:

Subastador: Persona natural o jurídica, con experiencia como subastador en al menos tres (3) subastas de alguno de los siguientes tipos: i) simultánea de reloj ascendente; ii) simultánea de reloj descendente; o iii) simultánea de sobre cerrado. Puede ser el administrador de la subasta u otra persona que este contrate.

Artículo 10. Modificaciones del Anexo 6 de la Resolución CREG 089 de 2013.

1. Ajustar la definición de precio de reserva, así:

Precio de reserva: Precio mínimo al cual se ofrece para la venta un producto en la subasta. Será el precio equivalente de los cargos fijos y variables pactados en los contratos de transporte de los vendedores, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

2. El literal b) del numeral 5.2 del Anexo 6 de la Resolución CREG 089 de 2013 quedará así:

b) Ruta de transporte, w , con capacidad excedentaria. El administrador de las subastas verificará la capacidad excedentaria de cada vendedor y conformará cada ruta como el conjunto de tramos conectados entre sí con capacidad excedentaria a subastar. Para este propósito el administrador de las subastas no considerará rutas en las que se conecten tramos de gasoductos en Vasconia hacia La Belleza. La capacidad excedentaria de la ruta será equivalente a la mínima del conjunto de tramos. Asimismo, conformará rutas bajo las premisas anteriores, maximizando el número de tramos en cada una de ellas, hasta que se ponga a disposición toda la capacidad excedentaria.

3. Adiciónese el siguiente inciso al final del numeral 5.4 del Anexo 6 de la Resolución CREG 089 de 2013:

En el caso de generadores térmicos la declaración de la cantidad total de energía que será demandada, con el fin de calcular la respectiva capacidad excedentaria, corresponderá a la que voluntariamente dispongan dichos agentes sin que la misma sea objeto de contraste por parte de las autoridades de inspección vigilancia y control. Esta energía se expresará en su equivalente en KPCD.

Lo anterior solo aplicará cuando se trate de capacidad de transporte contratada mediante la modalidad de contrato firme con el propósito de cubrir generación de energía eléctrica hasta la capacidad efectiva neta, CEN. Las capacidades de transporte contratadas que superen la cantidad necesaria para cubrir la CEN deberán estar a disposición del proceso úselo o véndalo de largo plazo.

4. El numeral 5.14 del Anexo 6 de la Resolución CREG 089 de 2013 será reemplazado así:

5.14. Mecanismos de cubrimiento para participar en la subasta.

Cada comprador deberá presentar al administrador de las subastas los mecanismos de cubrimiento para participar en las subastas que cubran: i) el riesgo de que el comprador no participe en las subastas; y ii) el riesgo de que el comprador que resulte con asignaciones en las subastas no presente los correspondientes mecanismos de cumplimiento de que trata el numeral 5.15 de este Anexo.

El administrador de las subastas administrará los mecanismos de cubrimiento para participar en las subastas a través de un instrumento fiduciario regido por los criterios que defina la CREG en resolución aparte. Este instrumento fiduciario recibirá y aprobará los mecanismos de cubrimiento, fungirá como su depositario, los ejecutará según instrucciones del administrador de las subastas y transferirá los recursos provenientes de la ejecución de los mecanismos de cubrimiento a quien lo indique el administrador de las subastas. Una vez el administrador de las subastas defina dicho instrumento fiduciario, se lo informará a los participantes del mercado con al menos 20 días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta.

Al adoptar las reglas sobre los mecanismos de cubrimiento la CREG dejará en claro que los destinatarios de los recursos provenientes de la ejecución de los mecanismos de cubrimiento serán exclusivamente las partes afectadas.

En la mencionada resolución, la CREG definirá i) mecanismos admisibles de cubrimiento para participar en las subastas; y ii) el valor de la cobertura para participar en las subastas.

5. Adiciónese el numeral 5.15 al final del Anexo 6 de la Resolución CREG 089 de 2013:

5.15. Mecanismos de cubrimiento para el cumplimiento

Cada comprador deberá presentar a su contraparte los mecanismos de cubrimiento para el cumplimiento de las obligaciones derivadas de las subastas. Estos mecanismos de cubrimiento se deberán sujetar a las reglas que la CREG expida sobre la materia.

Artículo 11. *Modificación del Anexo 7 de la Resolución CREG 089 de 2013.* El Anexo 7 de la Resolución CREG 089 de 2013, quedará así:

Anexo 7

Mecanismo de transición para el proceso úselo o véndalo de largo plazo

Los procesos úselo o véndalo de largo plazo que se desarrollen antes de que el gestor inicie la prestación de servicios se regirán por el siguiente mecanismo, para lo cual se tendrán en cuenta las definiciones del Anexo 6 de la presente resolución.

1. Con el fin de que los titulares de derechos de suministro que requieran capacidad excedentaria conozcan las capacidades disponibles se procederá como sigue:

a) Una vez expedido el cronograma de que trata el artículo 24 de esta Resolución la Dirección Ejecutiva de la CREG solicitará mediante circular la declaración de la información de los contratos de transporte y de suministro vigentes mediante un formato diseñado para tal fin. Esta declaración se deberá efectuar dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la publicación de la circular. La Dirección Ejecutiva de la CREG publicará esta información mediante circular;

b) Con posterioridad a las negociaciones mediante los mecanismos de comercialización de que trata el artículo 24 de esta resolución, los titulares de capacidad contratada deberán declarar a la CREG la capacidad excedentaria dentro de los cinco (5) días hábiles posteriores a la fecha máxima prevista para la suscripción de los contratos. Para estos efectos, la CREG publicará mediante circular de la Dirección Ejecutiva el formato que deberán diligenciar los titulares, con el fin de declarar la capacidad excedentaria por tramo del Sistema Nacional de Transporte (SNT).

En el caso de los generadores térmicos, y solo cuando se trate de capacidad de transporte contratada mediante la modalidad de contrato firme con el propósito de cubrir generación de energía eléctrica hasta la Capacidad Efectiva Neta (CEN), la capacidad excedentaria corresponderá a la que voluntariamente estos participantes del mercado declaren.

Mediante circular, la Dirección Ejecutiva de la CREG publicará la capacidad excedentaria por tramo declarada por los titulares de la capacidad contratada. Esta información será publicada dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la fecha máxima para el recibo de la misma.

2. Los titulares de derechos de suministro que requieran capacidad firme de transporte, para transportar cantidades de energía adquiridas mediante los mecanismos de comercialización de que trata el artículo 21 de la presente resolución, podrán solicitar a los titulares de capacidad la venta de capacidad excedentaria en la(s) ruta(s) de transporte que, de acuerdo con la información del literal b) del numeral 1 de este Anexo, pueda conformar teniendo en cuenta los siguientes criterios:

a) Los tramos de transporte que conformen la ruta, desde el punto de inicio hasta el punto de terminación, deberán ser contiguos;

b) La capacidad solicitada, en KPCD, deberá ser única y estar disponible en todos y cada uno de los tramos que componen la ruta.

Dentro de los diez (10) días hábiles posteriores a la publicación de que trata el numeral anterior, las partes podrán convenir directamente las condiciones bajo las cuales los titulares de la capacidad contratada permitirán el uso de la capacidad excedentaria de la(s) ruta(s) solicitada(s) por parte de los titulares de derechos de suministro.

3. En caso de que algunos titulares de derechos de suministro que requieran capacidad firme de transporte no lleguen a un acuerdo con los titulares de la capacidad contratada, dentro del periodo del numeral anterior, y aún haya capacidad excedentaria disponible, se aplicarán las siguientes reglas:

a) Los titulares de capacidad excedentaria deberán permitir el uso de esa capacidad por parte de aquellos titulares de derechos de suministro que, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la terminación del periodo del numeral anterior, manifiesten por escrito que requieren capacidad firme de transporte para transportar cantidades de energía adquiridas mediante los mecanismos de comercialización de que trata el artículo 21 de la presente resolución, indicando la ruta de transporte con capacidad excedentaria que solicita considerando lo dispuesto en el numeral 2 de este Anexo.

Si al final del periodo establecido en el inciso anterior hay demanda de capacidad firme de transporte superior a la capacidad excedentaria disponible, los titulares de la capacidad contratada asignarán la capacidad excedentaria disponible priorizando con base en los siguientes criterios:

i) Ruta con punto de inicio igual a un punto de entrada al SNT;

ii) Ruta que represente mayor ingreso por concepto de AOM. Es decir, la ruta que, de acuerdo con la sumatoria de los cargos que remuneran los gastos de AOM de los tramos que la conforman, constituya un mayor valor de cargo de AOM, según las resoluciones de cargos vigentes;

iii) El orden de llegada de las solicitudes de capacidad excedentaria por ruta de transporte.

El orden de llegada se registrará en el momento en que los titulares de derechos de suministro que requieran capacidad firme de transporte le manifiesten por escrito a los titulares de la capacidad contratada su interés en adquirir capacidad excedentaria, en los términos del primer inciso de este numeral;

b) Los titulares de derechos de suministro a los que se les asigne capacidad excedentaria de una ruta de transporte asumirán, desde el 1° de diciembre del año calendario en que se realiza la asignación de la capacidad excedentaria hasta el 30 de noviembre del año calendario siguiente, el 100% de los correspondientes cargos fijos y variables que los titulares de capacidad contratada con capacidad excedentaria hayan pactado con el transportador en los respectivos tramos de gasoductos, así como los demás costos por servicios de transporte asociados a disposiciones legales o regulatorias;

c) Como contraprestación por las gestiones que realicen los titulares de capacidad contratada con capacidad excedentaria, los titulares de derechos de suministro a los que se les asignó capacidad excedentaria pagarán el 1,67% sobre el valor resultante de aplicar, a la capacidad de transporte y al volumen transportado, los cargos fijos y variables que remuneran la inversión y el cargo fijo que remunera los gastos de AOM de los respectivos tramos de gasoductos, y que hayan sido pactados entre los titulares de capacidad contratada con capacidad excedentaria y el transportador;

d) Los titulares de suministro a los que se les asignó capacidad excedentaria y los respectivos titulares de transporte con capacidad excedentaria coordinarán los aspectos operativos involucrados en la negociación, tales como el proceso de nominación;

e) Los titulares de derechos de suministro a los que se les asignó capacidad excedentaria deberán pagar dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la facturación los costos asociados a la capacidad asignada y deberán asumir cualquier costo adicional que se ocasione a los titulares de capacidad contratada con capacidad excedentaria y que se derive del incumplimiento de cualquiera de las condiciones operativas y/o comerciales aplicables. En caso de incumplimiento en el pago en los términos antes señalados o de cualquiera de las condiciones operativas y/o comerciales aplicables, los titulares de capacidad contratada con capacidad excedentaria no estarán obligados, a partir de la fecha del incumplimiento, a conceder el uso de la capacidad excedentaria. En caso de que el titular de la capacidad excedentaria decida no continuar concediendo el uso de la capacidad asignada por el incumplimiento mencionado, el titular de los derechos de suministro no tendrá la

obligación de asumir los cargos y costos de que trata el literal b) de este numeral que no se hayan causado;

f) Las disposiciones contenidas en este Anexo también aplicarán en aquellos casos donde haya: i) usuarios no regulados que se encuentren embebidos en un sistema de distribución y que a la entrada en vigencia de la presente resolución estén siendo atendidos por un comercializador distinto al distribuidor-comercializador de dicho sistema; y ii) usuarios no regulados que estén conectados directamente a un sistema de transporte de gas y que a la entrada en vigencia de la presente resolución adquieran el suministro de gas a través de un comercializador que tenga contratada la capacidad de transporte.

Los distribuidores-comercializadores o comercializadores que tienen contratada la capacidad de transporte no podrán permitir el uso de esa capacidad a otros usuarios en detrimento de los usuarios no regulados que ya estaban atendiendo a la entrada en vigencia de la presente resolución;

g) Sin perjuicio de las demás disposiciones que sobre el particular pueda adoptar la CREG, los titulares de derechos de suministro que requieran capacidad excedentaria y que se acojan a las anteriores disposiciones deberán contar con telemetría en los puntos de salida, conforme a la regulación vigente.

Artículo 12. *Modificación del Anexo 8 de la Resolución CREG 089 de 2013.* El numeral 6 del Anexo 8 de la Resolución CREG 089 de 2013 quedará así:

6. Procedimiento de las subastas de capacidad de transporte

6.1. Tipo de subasta

Subasta de sobre cerrado.

6.2. Producto

Capacidad de transporte disponible, C_r , que se negociará mediante cada una de las subastas y que tendrá los siguientes atributos:

a) Modalidad contractual: contrato firme;

b) Ruta, r : se deberá especificar la ruta del SNT en la que hay capacidad de transporte disponible;

c) Duración: un (1) día.

6.3. Tamaño del producto

La capacidad del producto C_r que se ofrece en las subastas y la requerida por cada comprador corresponderá a un múltiplo entero de un (1) KPCD.

6.4. Capacidad de transporte disponible y precios de reserva

A más tardar a las 16:50 horas del Día D-1 los declarantes de información sobre capacidad de transporte le declararán al administrador de las subastas la información señalada en la Tabla 1.

Tabla 1. Declaración de capacidades no nominadas

Ruta	Titular	Capacidad no nominada
r	v	$Q_{Cr,v}$

Donde:

r :	Ruta en la que estará disponible la capacidad de transporte.
v :	Titular de los derechos de la capacidad de transporte no nominada en la ruta r . Puede ser un generador térmico titular de derechos de capacidad de transporte. El titular v actuará como un vendedor durante el desarrollo del procedimiento establecido en los numerales 6.7 y 6.8 de este Anexo.
$Q_{Cr,v}$:	Capacidad de transporte no nominada para el siguiente día de gas en la ruta r y cuyo titular es v . En el caso de un generador térmico t esta variable corresponderá a $Q_{Cr,t}$. Este valor se expresará en KPCD.

En esta declaración no se deberán incluir las capacidades no nominadas como consecuencia de uno de los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña o de uno de los eventos eximentes de responsabilidad a los que se hace referencia en los artículos 11 y 12 de esta resolución.

El administrador de la subasta calculará el precio de reserva,

PR_{Cr} , para cada uno de los productos C_r a subastar, como el valor de los cargos variables que remuneran el costo de inversión de la pareja de cargos 80% Fijo – 20% Variable, para todos los tramos y/o grupo de gasoductos de la ruta C_r . Este precio no podrá tener más de dos (2) cifras decimales y se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

A cada uno de los vendedores v de cada ruta con capacidad de transporte no nominada C_r se le asignará el precio de reserva PR_{Cr} calculado por el administrador de la subasta.

A más tardar a las 16:55 horas del Día D-1 los generadores térmicos que no hayan nominado la totalidad de la capacidad de transporte contratada, para el siguiente día de gas, le deberán informar al administrador de las subastas qué capacidad de transporte no está disponible para las subastas. La capacidad informada por los generadores no será considerada parte de la capacidad de transporte disponible.

Si antes de las 16:55 horas el administrador de las subastas no recibe esta información del generador térmico t , el administrador de las subastas entenderá que la capacidad de transporte no disponible, <sic> es cero (0). Por consiguiente entenderá que la totalidad de la capacidad de transporte no nominada por el generador térmico t está disponible para la subasta.

6.5. Publicación de la capacidad disponible

A más tardar a las 17:05 horas del Día D-1, el administrador de las subastas publicará la capacidad total disponible en cada ruta, Q_{Cr} , como se señala en la Tabla 2.

Tabla 2. Capacidad total disponible

Ruta	Capacidad total, Q_{Cr}
r	

Donde:

r :	Ruta en la que estará disponible la capacidad de transporte.
Q_{Cr} :	Capacidad total disponible para el siguiente día de gas en la ruta r . Este valor se expresará en KPCD.
$Q_{Cr,v}$:	Capacidad de transporte no nominada para el siguiente día de gas en la ruta y cuyo titular es v . Incluye la capacidad de transporte no nominada por parte de los generadores térmicos titulares de derechos de capacidad de transporte. Este valor se expresará en KPCD.
:	Capacidad de transporte no nominada para el siguiente día de gas, en la ruta r , cuyo titular es un generador térmico t , la cual no está disponible para la subasta. Este valor se expresará en KPCD.

6.6. Recibo de las solicitudes de compra

A más tardar a las 17:30 horas del Día D-1, los compradores de capacidad de transporte que están interesados en comprar capacidad del producto C_r enviarán sus solicitudes de compra al administrador de las subastas. Para estos efectos le presentarán cinco (5) puntos de su curva de demanda, según lo señalado en la Tabla 3.

Tabla 3. Demanda del comprador w

Preferencia	Capacidad demandada	Precio
i	$D_{Cr,w}(pi_{Cr,w})$	$pi_{Cr,w}$

Donde:

i :	Preferencia del comprador w . La variable i tomará los valores enteros de uno (1) a cinco (5).
$D_{Cr,w}(pi_{Cr,w})$:	Capacidad del producto C_r que el comprador w está dispuesto a comprar al precio $pi_{Cr,w}$, según su preferencia i . Este valor se expresará en KPCD.
$pi_{Cr,w}$:	Precio que el comprador w está dispuesto a pagar por la capacidad $D_{Cr,w}(pi_{Cr,w})$, según su preferencia i . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

La capacidad $D_{Cr,w}(pi_{Cr,w})$, deberá ser un múltiplo entero de un (1) KPCD, y deberá ser igual o inferior a la capacidad total disponible, Q_{Cr} . Por su parte, el precio $pi_{Cr,w}$ deberá ser superior o igual a cero (0) y no podrá tener más de dos (2) cifras decimales. Las ofertas que no cumplan con las condiciones indicadas se entenderán como no presentadas.

6.7. Desarrollo de las subastas

Entre las 17:30 y las 17:55 horas del Día D-1 el subastador dará aplicación al procedimiento de subasta de sobre cerrado para cada producto Cr , como se dispone a continuación:

a) Con base en las cantidades $D_{Cr,w}(pi_{Cr,w})$ y en los precios $pi_{Cr,w}$ el subastador determinará la curva de demanda agregada de cada producto Cr , DA_{Cr} , la cual se formará conforme a lo establecido en la Tabla 4.

Tabla 4. Demanda agregada del producto Cr , DA_{Cr}

Capacidad agregada, DA_{Cr}	Precio, pd_{Cr}
	$pd_{Cr,máx}$
	$pd_{Cr,máx-1}$
	$pd_{Cr,máx-2}$
...	...
	$pd_{Cr,min+1}$

	$pd_{Cr,min}$
--	---------------

Donde:

$D_{Cr,w}(pd_{Cr}):$	Capacidad del producto C_r que el comprador w está dispuesto a comprar al precio pd_{Cr} . Esta capacidad de transporte se determinará con base en la curva de demanda del comprador w que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 3. Este valor se expresará en KPCD.
$pd_{Cr}:$	Cada uno de los precios que los compradores w están dispuestos a pagar por el producto C_r . Esta variable tomará los valores ordenados en forma descendente desde $pd_{Cr,máx}$ hasta $pd_{Cr,min}$.
$pd_{Cr,máx}:$	Es el mayor de los precios $pi_{Cr,w}$ declarados por todos los compradores w , según la Tabla 3. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.
$pd_{Cr,min}:$	Es el menor de los precios $pi_{Cr,w}$ declarados por todos los compradores w , según la Tabla 3. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.
$pd_{Cr,máx-1}, \dots, pd_{Cr,min+1}:$	Son los precios $pi_{Cr,w}$ declarados por todos los compradores w , según la Tabla 3, organizados de mayor a menor entre $pd_{Cr,máx}$ y $pd_{Cr,min}$. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

b) Con base en las capacidades $Q_{Cr,v}$ y en los precios

$PR_{Cr,v}$ el subastador determinará la curva de oferta agregada en cada producto C_r , OA_{Cr} , la cual se formará conforme a lo establecido en la Tabla 6. Para estos efectos se aplicarán los siguientes pasos.

i) Establecer la curva de oferta del producto C_r para cada vendedor, como se dispone en la Tabla 5.

Tabla 5. Oferta de cada vendedor v

Capacidad ofrecida	Precios
Cero (0)	$0 < po_{Cr} < PR_{Cr}$
$O_{Cr,v}(PR_{Cr})$	

Donde:

$O_{Cr,v}(PR_{Cr})$:	Capacidad del producto C_r que el vendedor v está dispuesto a vender al precio PR_{Cr} . En el caso de los generadores térmicos t esta capacidad se determinará como la diferencia entre $Q_{Cr,t}$ y $<sic>$. En el caso de los demás titulares de derechos de capacidad de transporte esta capacidad será igual a $Q_{Cr,v}$. Este valor se expresará en KPCD.
po_{Cr} :	Precio al que un vendedor está dispuesto a vender la capacidad del producto C_r . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.
PR_{Cr} :	Precio de reserva del producto C_r calculado por el administrador de la subasta según lo establecido en el numeral 6.4 de este Anexo. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

ii) Establecer la curva de oferta agregada de cada producto C_r , OA_{Cr} , la cual se formará conforme a lo establecido la Tabla 6.

Tabla 6. Oferta agregada del producto C_r , OA_{Cr}

Cantidad agregada, OA_{Cr}	Precio, po_{Cr}
	$PR_{Cr,min}$

Donde:

$O_{Cr,v}(po_{Cr})$:	Capacidad del producto C_r que el vendedor v está dispuesto a vender al precio po_{Cr} . Esta capacidad se determinará con base en la curva de oferta del vendedor v según la Tabla 5. Este valor se expresará en KPCD.
po_{Cr} :	Precio al que un vendedor está dispuesto a vender la capacidad del producto C_r .

c) El subastador superpondrá la curva de demanda agregada, DA_{Cr} , y la curva de oferta agregada, OA_{Cr} , para establecer el resultado de la subasta, de acuerdo con los siguientes tres (3) casos:

i) Si las dos (2) curvas tienen un único punto en común (Q_{Cr}^*, p^*) , este determinará la capacidad total de transporte adjudicada, Q_{Cr}^* , y el precio de adjudicación, p^* .

A cada comprador que haya declarado una disposición a pagar mayor a p^* y no haya declarado una disposición a pagar igual a p^* se le asignará, al precio de adjudicación p^* , la capacidad de transporte que está dispuesto a comprar al precio p^* . Esto se determinará con base en la curva de demanda del comprador que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 3.

A cada comprador que haya declarado entre sus preferencias una disposición a pagar igual a p^* se le asignará la capacidad de transporte que resulte de aplicar la Ecuación 1:

Ecuación 1

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

x :	Comprador v que declaró entre sus preferencias, según la Tabla 3, una disposición a pagar igual a p^* .
:	Capacidad del producto Cr que se adjudica al comprador x . Este valor se expresará en KPCD.
$D_{Cr,x}(p_{i_{Cr,x}} = p^*)$:	Capacidad del producto Cr que el comprador x declaró estar dispuesto a comprar al precio p^* . Este valor se expresará en KPCD.
$D_{Cr,w}(p^*)$:	Capacidad del producto Cr que el comprador w está dispuesto a comprar al precio p^* . Esta capacidad de transporte se determinará con base en la curva de demanda del comprador w que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la Tabla 3. Este valor se expresará en KPCD.
Q_{Cr}^* :	Capacidad total del producto Cr adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en KPCD.

A cada vendedor cuyo precio de reserva es menor al precio p^* se le asignará la totalidad de la capacidad de transporte ofrecida en la subasta, $\theta_{Cr,v}$

A cada vendedor cuyo precio de reserva es igual al precio p^* se le asignará la capacidad de transporte resultante de aplicar la Ecuación 2:

Ecuación 2

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

y :	Vendedor v que declaró un precio de reserva, $PR_{Cr,y}$, igual a p^* .
$\hat{O}_{Cr,y}$:	Capacidad del producto C_r que se adjudica al vendedor <sic>. Este valor se expresará en KPCD.
$O_{Cr,y}(PR_{Cr,y} = p^*)$:	Capacidad del producto C_r que el vendedor y declaró estar dispuesto a vender a un precio de reserva igual a p^* . Este valor se expresará en KPCD.
$O_{Cr,v}(p^*)$:	Capacidad del producto C_r que el vendedor v está dispuesto a vender al precio p^* . Esta capacidad de transporte se determinará con base en la curva de oferta del vendedor v según la Tabla 5. Este valor se expresará en KPCD.
Q_{Cr}^* :	Capacidad total del producto C_r adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en MBTUD.

ii) Si las dos (2) curvas tienen más de un punto en común, se aplicarán las siguientes reglas para determinar Q_{Cr}^* y p^* :

(1) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de precio, este precio corresponderá al precio de adjudicación p^* y el subastador tomará la máxima capacidad ofrecida a dicho precio como la capacidad de transporte adjudicada, Q_{Cr}^* .

(2) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de capacidad, esta capacidad corresponderá a la capacidad de transporte adjudicada, Q_{Cr}^* , y el subastador tomará el menor de los precios declarados por los compradores w , $pd_{Cr,min}$, según lo establecido en la Tabla 4, como el precio de adjudicación de la subasta, p^* .

Una vez determinados la capacidad y el precio de adjudicación de la subasta, Q_{Cr}^* y p^* el subastador dará aplicación a lo establecido en el numeral i) anterior para determinar la capacidad que debe adjudicar a cada uno de los compradores y de los vendedores.

iii) Si las dos (2) curvas no tienen ningún punto en común, la capacidad total adjudicada será cero (0).

d) Tras la terminación de la subasta, una vez adjudicadas las capacidades a los compradores y a los vendedores, el administrador de la subasta definirá las partes de los contratos buscando minimizar el número de los mismos. Para estos efectos el administrador de las subastas:

i) Hará una lista de los vendedores v del producto C_r dejando en el primer lugar a aquel con la mayor capacidad asignada para la venta y en el último lugar a aquel con la menor capacidad asignada para la venta;

ii) Hará una lista de los compradores w del producto C_r dejando en el primer lugar a aquel con la mayor capacidad asignada para la compra y en el último lugar a aquel con la menor capacidad asignada para la compra;

iii) Con base en estas listas determinará las partes de los contratos. El primer comprador de la lista celebrará un contrato con el primer vendedor de la lista. Los siguientes compradores en la lista celebrarán contratos con los vendedores con las mayores capacidades residuales del producto C_r . Si a un comprador se le asignó una capacidad mayor a la asignada al respectivo vendedor, el administrador de las subastas determinará sus contrapartes buscando minimizar el número de contratos mediante los pasos de los numerales i) y ii) anteriores.

Una vez surtido este proceso, el administrador de las subastas expedirá los correspondientes certificados de asignación de los productos C_r .

6.8. Información de los resultados de las subastas

A más tardar a las 17:55 horas del Día D-1 el administrador de las subastas informará a los compradores y a los vendedores el resultado de las mismas.

Artículo 13. *Adición de un Anexo a la Resolución CREG 089 de 2013.* Adiciónese el siguiente Anexo a la Resolución CREG 089 de 2013:

Anexo 10

Oferta comprometida firme

Para calcular la oferta comprometida firme se utilizará la siguiente ecuación:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

$OCF_{f,t,s,m}$:	Oferta comprometida firme de la fuente f , del año t , del productor-comercializador o comercializador de gas importado S y para el mes m . Este valor se expresará en MBTUD.
t :	Año que tiene como fecha de inicio 1° de diciembre de un año y como fecha de terminación el 30 de noviembre del año siguiente.
$OCF_{f,t,s,m}$:	Oferta comprometida firme de contratos firmes CF de la fuente f , del año t , del productor-comercializador o comercializador de gas importado S y para el mes m .

	Este valor se expresará en MBTUD.
$O_{CFCf,t,s,m}$:	Oferta comprometida firme de contratos de suministro con firmeza condicionada <i>CFC</i> de la fuente <i>f</i> , del año <i>t</i> , del productor-comercializador o comercializador de gas importado <i>S</i> y para el mes <i>m</i> . Este valor se expresará en MBTUD.
$O_{OCGf,t,s,m}$:	Oferta comprometida firme de contratos de opción de compra de gas <i>OCG</i> de la fuente <i>f</i> , del año <i>t</i> , del productor-comercializador o comercializador de gas importado <i>S</i> y para el mes <i>m</i> . Este valor se expresará en MBTUD.
$O_{OCGXf,t,s,m}$:	Oferta comprometida firme de contratos de opción de compra de gas contra exportaciones <i>OCGX</i> de la fuente <i>f</i> , del año <i>t</i> , del productor-comercializador o comercializador de gas importado <i>S</i> y para el mes <i>m</i> . Este valor se expresará en MBTUD.
<i>m</i> :	Todos y cada uno de los meses en los que existan contratos vigentes de las modalidades firme, firmeza condicionada, opciones de compra de gas y/u opciones de compra de gas contra exportaciones, definidos en el artículo 9° de esta resolución.

Para cada uno de los meses el gestor del mercado calculará y publicará en el BEC la oferta comprometida firme $OCF_{f,t,s,m}$.

Cuando en la ecuación anterior ocurre que:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Los vendedores solo podrán ofrecer la diferencia, <sic>, a través de contratos de opción de compra de gas, *OCG*.

Cuando por el contrario ocurre que:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Los vendedores solo podrán ofrecer la diferencia, <sic>, a través de contratos de suministro con firmeza condicionada, *CFC*.

Artículo 14. *Derogatorias y vigencia*. La presente resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial* y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias, en especial la Resolución CREG 151 de 2013.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 12 de septiembre de 2014.

El Presidente,

Orlando Cabrales Segovia,

Viceministro de Minas y Energía Delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Carlos Fernando Eraso Calero.