

RESOLUCIÓN 88 DE 2015

(junio 5)

Diario Oficial No. 49.574 de 15 de julio de 2015

Comisión de Regulación de Energía y Gas

Por la cual se modifica el artículo 54 y el anexo 3 de la Resolución CREG 089 de 2013, y se dictan otras disposiciones sobre desbalances en el sistema nacional de transporte de gas natural.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994 y en desarrollo de los Decretos 2253 de 1994 y 1260 de 2013,

CONSIDERANDO QUE:

De acuerdo con lo establecido en el literal c) del numeral 74.1 del artículo 74 de la Ley 142 de 1994, es función de la CREG establecer el reglamento de operación para regular el funcionamiento del mercado mayorista de gas combustible.

El artículo 139 de la Ley 142 de 1994 establece que no es falla en la prestación del servicio la suspensión que haga la empresa para hacer reparaciones técnicas, mantenimientos periódicos y racionamientos por fuerza mayor, siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno.

Los Códigos Civil y de Comercio regulan los contratos de suministro, compraventa y transporte.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 978 del Código de Comercio, cuando la prestación de un servicio público esté regulada por el Gobierno, las condiciones de los contratos deberán sujetarse a los respectivos reglamentos.

El artículo 992 del Código de Comercio establece eventos en los que el transportador puede exonerarse, total o parcialmente, de su responsabilidad por la inejecución o por la ejecución defectuosa o tardía de sus obligaciones.

Asimismo, el artículo 996 del mismo Código establece que cuando el transporte se pacte en forma de suministro se aplicarán las reglas relativas al contrato de suministro, entre ellas el artículo 978 referido.

Mediante la Resolución CREG 071 de 1999, y otras que la han modificado y complementado, la CREG adoptó el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT.

En el numeral 1.3 del RUT se establece que “(l)a iniciativa para la reforma del Reglamento también será de la Comisión si esta estima que debe adecuarse a la evolución de la industria, que contraría las regulaciones generales sobre el servicio, que va en detrimento de mayor concurrencia entre oferentes y demandantes del suministro o del libre acceso y uso del servicio de transporte y otros servicios asociados”.

Las plantas de generación de energía a base de gas están sujetas a la posibilidad de redespachos en el sector eléctrico, lo cual implica renominaciones, tanto de suministro como de transporte de gas natural durante el día de gas.

En el RUT se definió la variación de salida y se previó que las variaciones causadas por los participantes del mercado serán objeto de compensaciones.

En el RUT se define el desbalance de energía como “la diferencia entre la Cantidad de Energía Entregada y la Cantidad de Energía Tomada por un Remitente en un Día de Gas”.

El artículo 21 del Decreto 2100 de 2011 determina que cuando la CREG lo solicite, el CNOG expedirá los acuerdos y protocolos operativos que se requieran.

Según el párrafo del artículo 22 del Decreto 2100 de 2011, la comercialización del gas importado con destino al servicio público domiciliario deberá someterse a las mismas disposiciones expedidas por la CREG para la actividad de comercialización del gas de producción nacional.

El artículo 1° del Decreto 1710 de 2013 establece que al expedir el reglamento de operación del mercado mayorista de gas natural la CREG podrá “(e)stablecer los lineamientos y las condiciones de participación en el mercado mayorista, las modalidades y requisitos mínimos de ofertas y contratos, los procedimientos y los demás aspectos que requieran los mecanismos de comercialización de gas natural y de su transporte en el mercado mayorista” y “(s) señalar la

información que será declarada por los participantes del mercado y establecer los mecanismos y procedimientos para obtener, organizar, revisar y divulgar dicha información en forma oportuna para el funcionamiento del mercado mayorista de gas natural”.

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.

Mediante la Resolución CREG 089 de 2013 se modificó la definición de variación de salida establecida en el RUT.

Participantes del mercado solicitaron a la CREG modificar la definición de variación de salida adoptada en la Resolución CREG 089 de 2013.

Mediante la comunicación con radicado CREG S-2014-004420, la Comisión solicitó al Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNOG) su opinión sobre la modificación de la definición de variaciones de salida adoptada en la Resolución CREG 089 de 2013.

Las variaciones de salida causadas por un remitente pueden ocasionar inestabilidad operativa en el sistema de transporte de gas y afectar la prestación del servicio de transporte a otros remitentes.

El CNOG presentó a consideración de la Comisión una “metodología para determinar los remitentes a los que un transportador les incumple por cuenta de las variaciones de salida”.

Los desbalances de energía acumulados en el sistema de transporte de gas pueden ocasionar dificultades operativas tanto en el sistema de transporte como en el sistema de producción de gas natural. Mediante la Resolución CREG 034 de 2015, la Comisión ordenó publicar un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se modifica el artículo 54 y el anexo 3 de la Resolución CREG 089 de 2013, y se dictan otras disposiciones sobre desbalances en el sistema nacional de transporte de gas natural”. Esta publicación se hizo en la página web de la entidad y en el **Diario Oficial** número 49.471 del 1° de abril de 2015.

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, habiéndose puesto en consulta la Resolución CREG 034 de 2015 y los comentarios recibidos acerca de la misma fueron analizados, estudiados y se responden en su integridad en el documento CREG 056 de 2015, el cual soporta esta resolución.

Según lo previsto en el artículo 9° del Decreto 2696 de 2004, concordante con 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, garantizándose de esta manera la participación de todos los agentes del sector y demás interesados.

Teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 4° del Decreto 2897 de 2010, reglamentario de la Ley 1340 de 2009, no es necesario remitir el presente acto administrativo a la Superintendencia de Industria y Comercio, ya que no afecta en manera alguna la libre competencia entre los agentes del mercado de gas natural.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas en su sesión número 660 del 5 de junio de 2015 acordó expedir esta resolución.

RESUELVE:

Artículo 1°. Modificación de la definición de variación de salida. La definición de variación de salida, establecida en el artículo 3° de la Resolución CREG 089 de 2013, quedará así:

Variación de salida: diferencia entre la cantidad de energía autorizada por el transportador y la cantidad de energía tomada por el remitente en un punto de salida, medida de forma horaria o diaria. La medición de variaciones de salida será diaria para aquellos puntos de salida donde la capacidad de transporte contratada sea inferior a cinco mil pies cúbicos por día (5000 KPCD) y horaria para aquellos puntos de salida donde la capacidad de transporte contratada sea superior o igual a cinco mil pies cúbicos por día (5000 KPCD). En el caso de los distribuidores comercializadores y de las estaciones de GNV conectadas directamente al SNT, esta medición será diaria independientemente de las capacidades de transporte contratadas.

Artículo 2°. *Nuevas definiciones.* Adiciónense las siguientes definiciones al artículo 3° de la Resolución CREG 089 de 2013:

Desbalance de energía positivo: Diferencia entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente en un día de gas que es mayor a cero.

Desbalance de energía negativo: Diferencia entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente en un día de gas que es menor a cero.

Día D-2: día oficial de la República de Colombia que va desde las 00:00 hasta las 24:00 horas del día calendario anterior al día D-1.

Día D+1: día oficial de la República de Colombia que va desde las 00:00 hasta las 24:00 horas del día calendario posterior al día de gas.

Día D+2: día oficial de la República de Colombia que va desde las 00:00 hasta las 24:00 horas del día calendario posterior al día D+1.

Variación de salida negativa: diferencia entre la cantidad de energía autorizada por el transportador y la cantidad de energía tomada por el remitente en un punto de salida, medida de forma horaria o diaria de acuerdo con la definición de variación de salida, que es menor a cero.

Variación de salida positiva: diferencia entre la cantidad de energía autorizada por el transportador y la cantidad de energía tomada por el remitente en un punto de salida, medida de forma horaria o diaria de acuerdo con la definición de variación de salida, que es mayor a cero.

Variación de salida neta: suma de las diferencias entre las cantidades de energía autorizadas por el transportador y las cantidades de energía tomadas por el remitente en un punto de salida, durante un periodo de tiempo determinado.

Artículo 3°. Modificación del artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013. El artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013 quedará así:

Artículo 54. *Variaciones de salida.* Cuando, durante el día de gas, se presente un incumplimiento por parte del transportador a uno o más remitentes y este sea causado por variaciones de salida negativas causadas por otros remitentes, se aplicará el siguiente procedimiento:

1. El transportador identificará a los remitentes a los que les incumplió debido a variaciones de salida negativas causadas por otros remitentes. El incumplimiento se entenderá, para estos

efectos, como la interrupción total del flujo de gas a uno o más remitentes en el punto de terminación del servicio por parte del transportador. El transportador deberá relacionar estos remitentes a una agrupación de gasoductos, la cual estará definida según lo establecido en el Anexo 11 de la presente Resolución.

2. El transportador deberá identificar los remitentes que contribuyeron al incumplimiento, los cuales serán todos aquellos que estén conectados a la misma agrupación de gasoductos y que incurrieron en una variación de salida neta negativa definida así:

a) Para aquellos remitentes cuya medición de variación de salida es horaria, la variación de salida neta será determinada desde las 00:00 horas del día D-2 hasta la hora del día de gas en que se presenta el incumplimiento.

b) Para aquellos remitentes cuya medición de variación de salida es diaria, la variación de salida neta será determinada desde las 00:00 horas del día D-2 hasta las 24:00 horas del día de gas en que se presenta el incumplimiento.

3. El valor total de la compensación será asumido por todos los remitentes que tengan variaciones de salidas netas negativas, determinadas según el numeral 2 del presente artículo, en la agrupación de gasoductos donde se encuentre(n) el(los) remitente(s) a quien(es) se le(s) incumplió. El valor de la compensación se determinará de acuerdo con lo establecido en los numerales 3 o 4 del Anexo 3 de esta resolución, según corresponda, y será distribuido entre los remitentes a prorrata de la cantidad de energía de las variaciones de salida netas negativas causadas por cada uno de esos remitentes.

4. El transportador cobrará a todos los remitentes el valor correspondiente de la(s) compensación(es) como un mayor valor para todos los remitentes con variaciones salida netas negativas, y como un menor valor para todos los remitentes a quien(es) le(s) incumplió por cuenta de variaciones de salida negativas, y conciliará y pagará con los remitentes dentro de los cuarenta días calendario siguientes al día de gas en que ocurrió el incumplimiento.

5. El procedimiento descrito en este Artículo comenzará a aplicarse a partir del 1° de septiembre de 2015.

Parágrafo 1°. A más tardar el 31 de julio de 2015 el CNOG deberá establecer la metodología que permita definir las agrupaciones de gasoductos, puntos de referencia y rangos de presión a los que se hace referencia en el Anexo 11 de la presente Resolución y adicionalmente deberá someter a consideración de la CREG el protocolo de que trata el numeral 1 del Anexo 11 de la presente Resolución.

Parágrafo 2°. Cuando el desbalance acumulado al término del día D-1 de un remitente sea menor o igual a -5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, el remitente dispondrá hasta el término del día D+1 para entregar al sistema de transporte toda la cantidad de energía acumulada del desbalance. Si el remitente no entrega la energía dentro de este plazo, el transportador tendrá hasta el día D+2 para restituir esa cantidad de energía al sistema, la cual cobrará al remitente a un único precio que se establece conforme al numeral 5 del Anexo 3 de esta Resolución. Si por razones asociadas exclusivamente a la estabilidad operativa del sistema, el transportador no puede recibir esta cantidad de energía dentro del plazo establecido, tal cantidad no se contabilizará para propósitos de la medición del -5% del desbalance acumulado a partir de ese día de gas, y el transportador y el remitente acordarán la forma de liquidar esta cantidad de energía. Adicionalmente, el transportador le cobrará al remitente el valor estipulado en el numeral 6 del Anexo 3 de la presente resolución por concepto del servicio de transporte del gas adicional extraído del sistema correspondiente a desbalances negativos de cualquier magnitud.

En la liquidación del balance al final del período mensual el transportador deberá tener en cuenta las cantidades que el remitente entregó o debió pagar en cumplimiento de lo establecido en el presente parágrafo.

Parágrafo 3°. Cuando el desbalance acumulado al término del día D-1 de un remitente sea mayor o igual al 5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, el remitente únicamente podrá nominar a la entrada, para el día D+1, hasta un máximo dado por la diferencia entre el equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador y la cantidad total de energía acumulada del desbalance. Si por razones asociadas exclusivamente a la estabilidad operativa del sistema, el transportador no puede autorizar la entrega de esta cantidad de energía dentro del plazo establecido, tal cantidad no se contabilizará para propósitos de la medición del 5% del desbalance acumulado a partir de ese día de gas, y el transportador y el remitente acordarán la forma de liquidar esta cantidad de energía. Esta cantidad total de energía acumulada del desbalance no hará parte de las capacidades disponibles que debe declarar el transportador al gestor del mercado en virtud de lo establecido en el numeral 1 del artículo 46 de la presente Resolución.

Parágrafo 4. Lo establecido en este artículo empezará a regir el 1° de julio de 2015. Hasta ese momento se dará aplicación a lo pactado por los remitentes y los transportadores sobre la materia.

Parágrafo 5°. Cuando en un punto de salida la medición de cantidades es común a varios remitentes dentro de un sistema de distribución, el distribuidor será el responsable ante el transportador por la variación de salida. En resolución aparte se determinará la forma como el distribuidor deberá asignar las compensaciones a que haya lugar a los remitentes causantes de pago de compensaciones por parte del transportador a causa de variaciones netas negativas de otros remitentes.

Parágrafo 6°. El transportador y el remitente definirán la cantidad de energía acumulada al 30 de junio de 2015 por concepto de desbalances acumulados, tanto positivos como negativos. El transportador y el remitente dispondrán hasta el fin de la vigencia de los contratos para acordar la forma de liquidar y ajustar el desbalance a esta fecha y llevarlo a cero. A partir del 1° de julio de 2015 comenzará una nueva cuenta de balance entre el transportador y remitente para los propósitos establecidos en los parágrafos 2° y 3° del presente artículo.

Parágrafo 7°. Cuando se presenten variaciones de salida negativas durante un día de gas causadas por un generador térmico, habrá lugar al pago, por parte del generador térmico, de la compensación a la que se hace referencia en este artículo, exceptuando 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 iii) que dentro de las 48 horas siguientes al redespacho o autorización el generador térmico haya entregado al transportador los soportes del redespacho o autorización expedidos por el Centro Nacional de Despacho.

Parágrafo 8°. A más tardar el 30 de septiembre de 2015, el CNO del sector eléctrico y el CNOG presentarán a la CREG un protocolo de coordinación de los sectores de energía eléctrica y de gas natural orientados a optimizar el despacho y redespacho de las plantas termoeléctricas a gas conforme a las condiciones del sistema de gas natural.

Parágrafo 9°. Cuando en un punto de salida que no corresponda a un sistema de distribución, la medición de cantidades de energía 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.

Parágrafo 10. Aquellos remitentes conectados a un punto de salida cuyo consumo agregado sea menor a quinientos mil pies cúbicos por día (500 KPCD) no estarán sujetos a las disposiciones de este artículo. Adicionalmente, para todos aquellos puntos de salida que correspondan a unidades constructivas de puertas de ciudad que no dispongan de telemetría al 1° de julio de 2015 no estarán sujetos a las disposiciones establecidas en el presente artículo. En aquellos puntos de salida que no dispongan de telemetría y en los cuales el transportador es el responsable de su disposición según el artículo 34 de la Resolución CREG 126 de 2010, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, los remitentes conectados a esos puntos no estarán sujetos a las disposiciones establecidas en el presente artículo.

Parágrafo 11. Para facilitar el ajuste de desbalances diarios, el transportador deberá publicar en el BEO los nombres de los remitentes con desbalances mayores al 5% o menores al -5% al

término del día de gas sin identificar la cantidad del desbalance de cada uno de ellos. Esta información deberá ser publicada únicamente para sus remitentes. El transportador deberá publicar en el BEO las cantidades de desbalances acumuladas al final del día de gas por tramos o grupos de gasoductos definidos para propósitos tarifarios.

Parágrafo 12. Toda la información relacionada con desbalances, variaciones de salida y compensaciones de que trata la presente resolución se deberá conservar por el tiempo de acuerdo con lo que sobre cada caso en particular sea determinado por la normativa colombiana.

Artículo 2°. Modificación del Anexo 3 de la Resolución CREG 089 de 2013. El Anexo 3 de la Resolución CREG 089 de 2013 quedará así:

Anexo 3

Compensaciones

1. En el caso de los contratos firmes, de firmeza condicionada y de opción de compra para suministro de gas natural, cuando el vendedor incumple sus obligaciones y esto no conlleva la interrupción del servicio a usuarios regulados, el vendedor deberá reconocer y pagar al comprador el valor resultante de aplicar la siguiente ecuación:

CONSULTAR ECUACIÓN EN ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

C:	Valor de la compensación, expresado en pesos.
m:	Mes calendario en que ocurre el incumplimiento.

P_m :	Precio vigente del gas natural para el mes m , según lo previsto en el contrato de suministro, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
---------	--

En el caso de un contrato de opción de compra de gas será la suma entre el precio vigente del gas natural para el mes m , expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, y el valor que se ha pagado como prima por el derecho a tomar gas, acumulado desde la última vez que tomó gas o en su defecto desde el inicio del contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. Estos precios serán los previstos en el contrato de suministro.

TRM_m :	Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el último día calendario del mes m , expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.
G_m :	Cantidad total de energía dejada de entregar durante el mes m , expresada en MBTU.
$CF1_m$:	Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los costos de inversión en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , tal que $\bar{e}_f$ sea igual a 1, según lo previsto en los artículos 15 y 19 de la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPCD-año.
$CFAOM_m$:	Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , según lo previsto en los artículos 15 y 19 de la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por KPCD-año.

$PC:$	Poder calorífico del gas dejado de entregar, expresado en MBTU por KPC. Se utilizará el valor de poder calorífico reportado en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para el mes $m-1$.
$Df_{j,m,G}:$	Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad G , según lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por factura.
$F:$	Número de facturas a usuarios del rango j de consumo en el mes $m-1$.
$j:$	Rango de consumo de conformidad a lo establecido a la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya.

2. En el caso de los contratos firmes, de firmeza condicionada y de opción de compra para suministro de gas natural, cuando el vendedor incumple sus obligaciones y esto conlleva la interrupción del servicio a usuarios regulados, el vendedor deberá reconocer y pagar al comprador el valor resultante de aplicar las siguientes ecuaciones:

CONSULTAR ECUACIÓN EN ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

$C:$	Valor de la compensación, expresado en pesos.
------	---

C_1 :	Valor de la compensación asociada al incumplimiento que causa interrupción del servicio a usuarios regulados, expresado en pesos.
C_2 :	Valor de la compensación asociada al resto del incumplimiento, expresado en pesos.
G_m :	Cantidad total de energía dejada de entregar durante el mes m expresada en MBTU.
$G_{1,m}$:	Cantidad de energía dejada de entregar a usuarios regulados durante el mes m , expresada en MBTU.
$G_{2,m}$:	Cantidad total de energía dejada de entregar durante el mes m menos la cantidad de energía dejada de entregar a usuarios regulados durante el mes m , expresada en MBTU.
m :	Mes calendario en que ocurre el incumplimiento.
VCD :	Valor a compensar por incumplimiento del indicador DES, según lo establecido en la Resolución CREG 100 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos.

CFI_m :	Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los costos de inversión en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , tal que $\bar{e}_f$ sea igual a 1, según lo previsto en los artículos 15 y 19 de la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPCD-año.
TRM_m :	Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el último día calendario del mes , expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.
$CFAOM_m$:	Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m según lo previsto en los artículos 15 y 19 de la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por KPCD-año.
PC :	Poder calorífico del gas dejado de entregar, expresado en MBTU por KPC. Se utilizará el valor de poder calorífico reportado en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para el mes $m-1$.
P_m :	Precio vigente del gas natural para el mes m , según lo previsto en el contrato de suministro, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.
En el caso de un contrato de opción de compra de gas será la suma entre el precio vigente del gas	

natural para el mes m , expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU, y el valor que se ha pagado como prima por el derecho a tomar gas, acumulado desde la última vez que tomó gas o en su defecto desde el inicio del contrato, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. Estos precios serán los previstos en el contrato de suministro.	
$Df_{j,m,G1}$:	Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad $G_{1,m}$, según lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por factura.
$Df_{j,m,G2}$:	Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad $G_{2,m}$, según lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por factura.
F :	Número de facturas a usuarios del rango j de consumo en el mes $m-1$.
j :	Rango de consumo de conformidad a lo establecido a la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya.

3. En el caso de los contratos firmes, de firmeza condicionada y de opción de compra para transporte de gas natural, cuando el transportador incumple sus obligaciones y esto no conlleva la interrupción del servicio a usuarios regulados, el transportador deberá reconocer y pagar al remitente al que le incumplió el valor resultante de aplicar la siguiente ecuación:

CONSULTAR ECUACIÓN EN ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

$C:$	Valor de la compensación, expresado en pesos.
$m:$	Mes calendario en que ocurre el incumplimiento.
$P_m:$	Precio del gas natural dejado de transportar, vigente para el mes , expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. Se estimará como el precio promedio nacional de contratos firmes al que se hace referencia en el numeral iii del literal c) del numeral 1.3 del Anexo 2 de esta resolución, que esté publicado el último día hábil del mes m .
$TRM_m:$	Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el último día calendario del mes m , expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.
$T_m:$	Cantidad total de energía dejada de transportar durante el mes m , expresada en MBTU.
$CFI_m:$	Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los costos de inversión en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , según lo previsto en el contrato de transporte. Esta variable se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPCD-año.

$CFAOM_m$:	Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , según lo previsto en los artículos 15 y 19 de la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por KPCD-año.
PC :	Poder calorífico del gas dejado de transportar, expresado en MBTU por KPC. Se utilizará el valor de poder calorífico reportado en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para el mes $m-1$.
$Df_{j,m,T}$:	Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad T_m , según lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por factura.
F :	Número de facturas a usuarios del rango j de consumo en el mes $m-1$.
j :	Rango de consumo de conformidad a lo establecido a la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya.

4. En el caso de los contratos firmes, de firmeza condicionada y de opción de compra para transporte de gas natural, cuando el transportador incumple sus obligaciones y esto conlleva la interrupción del servicio a usuarios regulados, el transportador deberá reconocer y pagar al remitente al que le incumplió el valor resultante de aplicar las siguientes ecuaciones:

CONSULTAR ECUACIÓN EN ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

$C:$	Valor de la compensación, expresado en pesos.
$C_1:$	Valor de la compensación asociada al incumplimiento que causa interrupción del servicio a usuarios regulados, expresado en pesos.
$C_2:$	Valor de la compensación asociada al resto del incumplimiento, expresado en pesos.
$P_m:$	Precio del gas natural dejado de transportar, vigente para el mes m , expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. Se estimará como el precio promedio nacional de contratos firmes al que se hace referencia en el numeral iii del literal c) del numeral 1.3 del Anexo 2 de esta Resolución, que esté publicado el último día hábil del mes m .
$T_m:$	Cantidad total de energía dejada de transportar durante el mes m , expresada en MBTU.
$T_{1m}:$	Cantidad de energía dejada de transportar a usuarios regulados durante el mes m , expresada en MBTU.
$T_{2,m}:$	Cantidad total de energía dejada de transportar durante el mes m , menos la cantidad de energía dejada de transportar a usuarios regulados durante el mes

	m , expresada en MBTU.
m :	Mes calendario en que ocurre el incumplimiento.
VCD :	Valor a compensar por incumplimiento del indicador DES, según lo establecido en la Resolución CREG 100 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos.
TRM_m :	Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el último día calendario del mes m , expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.
$CF1_m$:	Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los costos de inversión en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , según lo previsto en el contrato de transporte. Esta variable se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPCD-año.
$CFAOM_m$:	Sumatoria de los cargos fijos que remuneran los gastos de AOM en transporte desde el punto de inicio hasta el punto de terminación del servicio, incluyendo los cargos correspondientes a grupos de gasoductos si es del caso. Se utilizarán los cargos vigentes para el mes m , según lo previsto en los artículos 15 y 19 de la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por KPCD-año.

$PC:$	Poder calorífico del gas dejado de transportar, expresado en MBTU por KPC. Se utilizará el valor de poder calorífico reportado en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para el mes $m-1$.
$Df_{j,m,T1}:$	Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad $T_{1,m}$, según lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por factura.
$Df_{j,m,T2}:$	Componente fijo del cargo de distribución aplicable a usuarios del rango j de consumo en el mes m y para la cantidad $T_{2,m}$, según lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresará en pesos por factura.
$F:$	Número de facturas a usuarios del rango j de consumo en el mes $m-1$.
$j:$	Rango de consumo de conformidad a lo establecido a la Resolución CREG 011 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya.
5.	Cuando el remitente no entregue la energía dentro del plazo establecido en el parágrafo 2° del artículo 54 de la presente resolución, el transportador cobrará al remitente esta cantidad de energía a un único precio definido así:

CONSULTAR ECUACIÓN EN ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

<i>P:</i>	Precio que el transportador cobrará al remitente por la cantidad de energía que el remitente no entregó al término del día D+1, expresado en pesos.
<i>P_T:</i>	Precio al que el transportador compró el gas que dejó de entregarle el remitente por cuenta del desbalance acumulado de que trata el parágrafo 2 del artículo 54 de la presente resolución, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. El transportador deberá conservar un registro de la transacción asociada a este precio (e.g., factura o contrato) para cuando la autoridad competente o el remitente lo soliciten.
<i>TRM:</i>	Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el día D+2, expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.

6. Cuando el remitente incurra en desbalances de energía negativos, este deberá pagar al transportador el valor que resulte de aplicar la siguiente ecuación:

$$V=[T \times TRM \times \ddot{A}_s]$$

Donde:

<i>V:</i>	Valor que representa el costo del servicio de transporte por las cantidades adicionales extraídas del sistema, expresado en pesos.
<i>TRM:</i>	Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el día de gas, expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.

s:	Cantidad total de energía del desbalance de energía negativo, expresada en MBTU.
T:	Cargos por servicios adicionales de transporte establecidos libremente por el transportador según lo señalado en el párrafo 1 del artículo 20 de la Resolución CREG 126 de 2010, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Esta variable se expresará en su equivalente en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

Artículo 3°. Adición de un anexo a la Resolución CREG 089 de 2013. Adiciónense el siguiente anexo a la Resolución CREG 089 de 2013:

Anexo 11

Estabilidad operativa del SNT

1. A más tardar, el 31 de julio de 2015 el CNOG deberá someter a consideración de la CREG un protocolo que permita:

a) Determinar los criterios técnicos para definir la estabilidad operativa en cada una de las agrupaciones de gasoductos establecidas en el numeral 2 de este Anexo, conforme a lo establecido en los numerales 4.6.1 y 4.6.2 del RUT.

b) Establecer parámetros para definir la estabilidad operativa de las agrupaciones de gasoductos, los cuales puedan ser verificables por terceros independientes o la autoridad competente. Estos parámetros deberán permitir simular el flujo de gas asociado a cada remitente durante el día de gas y deberán ser publicados por parte del transportador para sus remitentes en el BEO.

Dentro de estos parámetros, el transportador establecerá rangos de presión para cada uno de los puntos de referencia definidos en el numeral 2 de este Anexo así:

-- **Rango 1:** Presiones cercanas a la Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP), definida según las normas técnicas aplicables. Estas presiones pueden poner en riesgo la infraestructura de transporte cuando sean superiores a la MPOP.

-- **Rango 2:** Niveles de presión considerados normales o adecuados para la operación del SNT. Estas presiones no causan potenciales riesgos en la operación del sistema.

-- **Rango 3:** Presiones cercanas a la presión mínima requerida por el transportador para cumplir las obligaciones contractuales con sus remitentes.

-- **Rango 4:** Presiones inferiores a la presión mínima requerida por el transportador para cumplir las obligaciones contractuales con sus remitentes.

Estos rangos tendrán las siguientes propiedades:

-- El Rango 1 tendrá valores entre el valor de presión a y valor de presión b , sin incluir valor de presión b .

-- El Rango 2 tendrá valores entre el valor de presión b y el valor de presión c , incluyendo el valor de presión b y sin incluir el valor de presión c .

-- El Rango 3 tendrá valores entre el valor de presión c y el valor de presión d , incluyendo el valor de presión c y sin incluir el valor de presión d .

-- El Rango 4 tendrá valores entre el valor de presión d y el valor de presión e , incluyendo el valor de presión d .

El valor a será mayor que el valor de presión b , el valor de presión b mayor que el valor de presión c , el valor de presión c mayor que el valor de presión d y el valor de presión d mayor que el valor de presión e .

c) Determinar las condiciones operativas y de estabilidad de las agrupaciones de gasoductos que dan lugar a la suspensión del servicio a uno o más remitentes de acuerdo con lo establecido en el numeral 4.6.2 del RUT, modificado por la Resolución CREG 077 de 2008 o aquellas que lo modifiquen o sustituyan. Estas condiciones deberán ser medibles a través de los parámetros

determinados en el literal anterior y verificables por terceros independientes o la autoridad competente.

d) Establecer comunicación entre el transportador y sus remitentes sobre el estado de la agrupación de gasoductos en relación con la definición de estabilidad operativa, el cual servirá de base para determinar la suspensión del servicio a uno o más remitentes de acuerdo con lo establecido en el numeral 4.6.2 del RUT, modificado por la Resolución CREG 077 de 2008 o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

2. Basado en la metodología a la que hace referencia el párrafo 1° del artículo 54 de la presente resolución, el transportador deberá:

a) Determinar agrupaciones de gasoductos de su sistema de transporte. Estas agrupaciones podrán ser modificadas únicamente cuando se presenten nuevos puntos de inyección o extensión de la red en ese sistema.

b) Determinar punto(s) de referencia para cada agrupación de gasoductos de su sistema de transporte, en los cuales el control de presión es determinante para la estabilidad operacional de su respectiva agrupación.

Adicionalmente, el transportador deberá:

a) Publicar en su BEO la información sobre cuáles son las agrupaciones de gasoductos y sus respectivos puntos de referencia. Esta información deberá ser reportada a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y deberá estar disponible a más tardar el 31 de agosto de 2015 únicamente para todos sus remitentes. Cada vez que se presenten modificaciones a estas agrupaciones, el transportador las deberá publicar en su BEO y reportar debidamente documentadas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

b) Publicar en tiempo real y para sus remitentes, a partir de la fecha de publicación de la información a la que hace referencia el literal anterior, las presiones en cada uno de los puntos de referencia durante el día de gas.

Artículo 4°. *Vigencia y derogatorias.* La presente resolución rige a partir de su fecha de publicación en el **Diario Oficial** y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 5 de junio de 2015.

El Presidente,

Carlos Fernando Eraso Calero,

Viceministro de Energía delegado del Ministerio de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Jorge Pinto Nolla