

Comisión de Regulación de Energía y Gas

RESOLUCIÓN NÚMERO 85 DE 2000

(Noviembre 20)

“Por la cual se modifican y aclaran algunas disposiciones contenidas en la Resolución CREG-1 de 2000”.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas,

en ejercicio de las atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994, y en desarrollo de los decretos 1524 y 2253 de 1994, y

CONSIDERANDO:

Que el artículo 73.11 de la Ley 142 de 1994, atribuyó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la competencia para establecer las fórmulas para la fijación de las tarifas del servicio público domiciliario de gas combustible;

Que el artículo 73.22 de la Ley 142 de 1994, atribuyó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la facultad de “establecer las formulas tarifarias para cobrar por el transporte e interconexión a las redes”, de acuerdo con las reglas de dicha ley;

Que mediante Resolución CREG-001 de 2000, se establecieron los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte;

Que de los análisis efectuados por la comisión se ha considerado necesario efectuar ajustes a la definición de factor de utilización normativo, a la capacidad máxima del gasoducto para efectos tarifarios, a las inversiones en terrenos e inmuebles, así como establecer principios generales para la distribución del ingreso y para la operación de sistemas de transporte de propiedad múltiple;

Que mediante comunicación radicada en la CREG bajo el número 6184 del 16 de agosto de 2000, las empresas transportadoras de gas, a través de la Asociación Colombiana de Gas Natural, Naturgas, formularon observaciones a la metodología para establecer los gastos de administración, operación y mantenimiento AO&M de que trata el Anexo 2 de la Resolución CREG-001 de 2000;

Que mediante comunicación radicada en la CREG bajo el 6465 del 30 agosto de 2000, la Asociación Nacional de Instituciones Financieras, ANIF, a través de la Asociación Colombiana de Gas Natural, Naturgas, presentó observaciones a la metodología para establecer los gastos de administración, operación y mantenimiento AO&M de que trata el Anexo 2 de la Resolución CREG-001 de 2000;

Que analizadas las observaciones formuladas por las empresas transportadoras y por terceros, y con base en los análisis internos de la comisión, se ha considerado necesario introducir algunas modificaciones a lo dispuesto en la Resolución CREG-001 de 2000, entre otras, sobre el reconocimiento de gastos por concepto de AO&M, la aplicación del factor de utilización y la determinación de las demandas esperadas de volumen y de capacidad;

Que algunas empresas transportadoras formularon observaciones con relación al procedimiento de cálculo de la capacidad máxima de transporte de un gasoducto, en razón de lo cual la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha considerado necesario definir la metodología específica y los parámetros a utilizar para establecer la capacidad máxima de mediano plazo de un gasoducto;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas en su sesión 136 del 20 de noviembre de 2000 aprobó modificar y aclarar algunas disposiciones contenidas en la Resolución CREG-001 de 2000.

RESUELVE:

ART. 1º—**Definiciones.** Incorpórase la definición de capacidad máxima de mediano plazo, al artículo 2º de la Resolución CREG-1 de 2000, y modificanse las definiciones de demanda esperada de capacidad, demanda esperada de volumen y factor de utilización, contenidas en esa misma norma:

Capacidad máxima de mediano plazo. La capacidad máxima de mediano plazo de un gasoducto o grupo de gasoductos es el volumen de gas máximo transportable en un día de gas, calculado por el transportador con modelos de dinámica de flujo de gas, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto así como los procedimientos y las presiones de entrada y salida que se definen en la presente resolución.

Esta definición es aplicable exclusivamente para efectos del cálculo de cargos regulados de transporte de que trata la Resolución CREG-001 de 2000;

Demanda esperada de capacidad. Promedio de los escenarios de demanda máxima de capacidad proyectados por el transportador para un gasoducto o grupo de gasoductos y del escenario establecido por la CREG, ponderados por la probabilidad de ocurrencia de los mismos, expresados en miles de pies cúbicos por día (KPCD).

Demanda esperada de volumen. Promedio de los escenarios de volúmenes anuales proyectados por el transportador para un gasoducto o grupo de gasoductos y del escenario establecido por la CREG, ponderados por la probabilidad de ocurrencia de los mismos, expresados en miles de pies cúbicos (KPC).

Factor de utilización. Es un indicador de utilización de un gasoducto o grupo de gasoductos con relación a su utilización potencial máxima. El factor de utilización se define como la relación entre la sumatoria de los valores presentes de las demandas esperadas de volumen de cada año en el horizonte de proyección y la sumatoria de los valores presentes de las capacidades máximas de mediano plazo de transporte de un gasoducto o grupo de gasoductos en el horizonte de proyección multiplicadas por un factor de 365. Dichos valores presentes se calcularán utilizando una tasa de descuento de 11.5%.

Sistema Regional de Transporte, SRT. Gasoducto o conjunto de gasoductos del sistema nacional de transporte, con o sin conexión física entre sí, derivados de sistemas troncales de transporte, a través de los cuales se transporta gas hasta otro (s) sistema (s) regional de transporte, sistemas de distribución, la conexión de usuarios no regulados, la conexión de usuarios regulados (no conectados en áreas de servicio exclusivo), sistemas de almacenamiento o que interconectan

sistemas de distribución. Los sistemas regionales de transporte no incluirán activos pertenecientes a sistemas de distribución.

La CREG establecerá, para cada transportador, los gasoductos que se consideran sistema regional de transporte.

Sistema Troncal de Transporte, STT. Gasoducto o grupo de gasoductos de un sistema de transporte, conectados físicamente entre sí, derivados de puntos de entrada de campos de producción o de puntos de transferencia de otro(s) sistema(s) de transporte, a través de los cuales se transporta gas hasta sistemas regionales de transporte, sistemas de distribución, la conexión de usuarios no regulados, la conexión de usuarios regulados (no conectados en áreas de servicio exclusivo), otro (s) sistema (s) de transporte y sistemas de almacenamiento.

La CREG establecerá, para cada transportador, los gasoductos que se consideran sistema troncal de transporte.

ART. 2º—Factor de utilización normativo. Para efectos del cálculo de parejas de cargos regulados de que trata la Resolución CREG-1 de 2000, el factor de utilización normativo para el primer período tarifario, a partir de la vigencia de la presente resolución, se establecerá como se indica a continuación:

2.1. Factor de utilización normativo para sistemas troncales de transporte, STT. El factor de utilización normativo para un STT será de 0.5. Si el cálculo de dicho factor es inferior a 0.5, para la determinación de la demanda de volumen en el horizonte de proyección, la comisión utilizará un perfil de llenado que será obtenido incrementando proporcionalmente la demanda esperada de volumen hasta obtener un factor de utilización de 0.5. La demanda esperada de capacidad se incrementa en la misma proporción. En todo caso, la demanda esperada de capacidad no debe superar la capacidad máxima de mediano plazo del gasoducto o grupo de gasoductos.

2.2. Factor de utilización normativo para sistemas regionales de transporte, SRT. El factor de utilización normativo para un SRT será de 0.4. Si el cálculo de dicho factor es inferior a 0.4, para la determinación de la demanda de volumen en el horizonte de proyección, la comisión utilizará un perfil de llenado que será obtenido incrementando, proporcionalmente la demanda esperada de volumen hasta obtener un factor de utilización de 0.4. La demanda esperada de capacidad se incrementa en la misma proporción en todo caso, la demanda esperada, de capacidad no debe superar la capacidad máxima de mediano plazo del gasoducto o grupo de gasoductos.

ART. 3º—(Modificado).* Cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo. Para el cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de un STT o un SRT se tendrán en cuenta los siguientes aspectos:

3.1. Presión de Entrada y Salida (PSIG). Las presiones normativas de entrada y salida deben tomar los siguientes valores, según el caso:

De/A

STT

SRT

SD

Pozo

1207 Cte.

STT

Nota 1

250 Cte.

250 Cte.

SRT

250 Cte.

60 Cte.

SD

250 Cte.

Compresor

Nota 2

Nota 2

SD: Sistema de distribución.

Cte.: Constante durante las 24 horas del día.

Nota 1: Corresponde a uno de los siguientes valores: i) al promedio constante durante las 24 horas del día entre 1200 PSIG y la presión contractual o; ii) al promedio del perfil horario de presiones del día del año en el cual se presenta la demanda esperada de capacidad.

Nota 2: Corresponde al promedio constante durante las 24 horas del día entre 1200 PSIG y la presión de descarga del compresor.

3.2. Parámetros técnicos del fluido y del gasoducto. Los parámetros del fluido y del gasoducto utilizados para el cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo deben corresponder a los parámetros validados mediante simulaciones operacionales del transportador, teniendo en cuenta información histórica.

3.3. Procedimiento de cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de un STT.

Para el cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de un STT se emplearán modelos de simulación en estado transitorio siguiendo el procedimiento que se describe a continuación:

3.3.1. Para cada punto de salida de un STT se utilizará el perfil horario del volumen correspondiente al día en que se presente la demanda esperada de capacidad para cada año del horizonte de proyección;

3.3.2. Para encontrar el volumen máximo transportable en cada año del horizonte de proyección se adelantará un proceso iterativo mediante incrementos a prorrata de todos los volúmenes de los puntos de salida y los volúmenes en los puntos de entrada, para el caso de gasoductos con múltiples entradas, hasta encontrar un perfil de volumen diario por encima del cabal, en algún punto de salida, no se cumpla con las presiones de salida normativas o con los volúmenes máximos inyectables en los puntos de entrada. En los puntos de salida se debe conservar el perfil horario de la demanda.

3.4. Procedimiento de cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de un SRT. Para el cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de un SRT se empleará el mismo procedimiento descrito en el numeral 3.3, realizando cálculos independientes a los realizados para el STT y teniendo en cuenta las presiones normativas correspondientes.

3.5. Reporte de cálculos de capacidades máximas de mediano plazo de un STT y/o SRT. Una vez efectuados los cálculos de capacidades máximas de mediano plazo, el transportador deberá enviar a la CREG las memorias correspondientes que incluyan todos los parámetros técnicos utilizados en el cálculo, así como las capacidades, presiones y extracciones en cada tramo y en cada punto de salida a lo largo del gasoducto.

PAR.—La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá verificar, dentro de los términos legales, el cálculo de las capacidades máximas de mediano plazo de los SRTs o STTs realizado por el transportador.

***(Nota: Modificado por la Resolución 8 de 2001 artículo 2° de la Comisión de Regulación de Energía y Gas).**

ART. 4°—**(Modificado).*** Sistemas troncales de transporte o sistemas regionales de transporte de propiedad múltiple. Si en un STT o SRT existen dos o más propietarios, el procedimiento que se

aplicará para la distribución de la remuneración y para la operación del respectivo STT o SRT tendrá en cuenta los siguientes principios generales:

- a) La distribución de los ingresos correspondientes a la remuneración de los costos de inversión se efectuará mediante parejas de cargos, calculadas en forma proporcional a la participación del activo de cada transportador en la inversión base utilizada para la determinación de las parejas de cargos regulados.
- b) La administración, operación y mantenimiento de dichos activos será responsabilidad del operador de red que se designe de común acuerdo entre los propietarios de un STT o de un SRT, según sea el caso. De no llegarse a un acuerdo sobre el operador de red, el OR será el transportador con mayor porcentaje de participación en la inversión base correspondiente.
- c) Como contraprestación a las actividades de administración, operación y mantenimiento de un STT o un SRT, el operador de red percibirá un ingreso equivalente al cargo que por concepto de gastos de AO&M haya establecido la CREG para el STT o el SRT, según sea el caso.

***(Nota: Modificado por la Resolución 16 de 2002 artículo 1º de la Comisión de Regulación de Energía y Gas).**

ART. 5º—Gastos de administración, operación y mantenimiento no incluidos en la frontera de eficiencia. Con el fin de remunerar algunos gastos de administración, operación y mantenimiento (AO&M), incurridos por las empresas transportadoras de gas en Colombia y no comparables con la muestra internacional usada para estimar la frontera de eficiencia descrita en el Anexo 2 de la Resolución CREG-001 de 2000, se reconocerá en forma adicional, al resultado arrojado por la frontera de eficiencia, los siguientes gastos: i) gastos de AO&M por concepto del boletín electrónico de operaciones descrito en el numeral 2.4 de la Resolución CREG-071 de 1999; ii) gastos de AO&M por concepto de inspección con “raspador inteligente”; iii) gastos por concepto de impuestos, diferentes al impuesto de renta, vigentes al momento de expedición de esta resolución.

PAR.—Sólo se reconocerán gastos por concepto de inspección con raspadores inteligentes una vez en cada período tarifario.

ART. 6º—**Inversiones en terrenos e inmuebles.** Se excluyen de la inversión base los terrenos e inmuebles relacionados con sedes administrativas, bodegas y talleres. Dichos terrenos e inmuebles se remunerarán como un gasto de AO&M. El valor anual a incorporar en los gastos de AO&M, que son evaluados con la metodología de frontera de eficiencia, será el 11.5% del valor catastral reportado por la empresa.

ART. 7º—**Regulación de los gasoductos comprendidos entre los puntos de entrada de ballena y el porvenir.** Los gasoductos comprendidos entre los puntos de entrada de ballena y el porvenir serán regulados con base en la metodología general y criterios generales establecidos en los artículos 3º, 4º y 5º de la Resolución CREG-001 de 2000 y en esta resolución. De esta forma, las parejas de cargos regulados así calculados se aplicarán de manera uniforme para cada punto de salida que se derive de los diferentes tramos que se especifican en el numeral 6.2 de la Resolución CREG-001 de 2000, independientemente de su localización dentro del tramo.

ART. 8º—**Programa de nuevas inversiones en activos propios de la operación y en otros activos.** Modifícase el numeral 3.2.2 de la Resolución CREG-1 de 2000 en los siguientes términos:

“3.2.2. Programas de nuevas inversiones en activos propios de la operación y en otros activos.

La empresa recortará el programa de nuevas inversiones que proyecta realizar durante el siguiente período tarifario en dólares de la fecha base, así como la fecha de entrada en operación de la inversión, en activos propios de la operación o la fecha de ejecución de otros activos. Las inversiones proyectadas reportadas por la empresa serán revisadas y ajustadas, de ser necesario, de conformidad con la demanda esperada de volumen, la demanda esperada de capacidad y los criterios para establecer la inversión base definidos en el artículo 2º de esta resolución”.

ART. 9º—**Demandas esperadas de capacidad y volumen.** Modifícase el artículo 4º de la Resolución CREG-1 de 2000 en los siguientes términos:

“ART. 4º—**Demandas esperadas de capacidad y volumen.** La empresa reportará, para el horizonte de proyección, de tres a cinco escenarios de proyección de demanda, en forma separada para la inversión existente y para el programa de nuevas inversiones, los cuales deberán incluir: volúmenes anuales (expresados en miles de pies cúbicos) y demandas máximas de capacidad (expresada en miles de pies cúbicos día) desagregados conforme al Anexo 1. Estos escenarios estarán debidamente justificados (considerando variables tales como: escenarios hidrológicos, proyecciones macroeconómicas, escenarios de sustitución de los agentes, entre otros) e incluirán la probabilidad de ocurrencia de los mismos. Con base en lo anterior, se calcularán la demanda esperada de capacidad y la demanda esperada de volumen.

La CREG analizará esta información, así como los contratos de transporte vigentes, la confrontará con información suministrada por la empresa en la última revisión tarifaria y podrá exigir al agente explicaciones y correcciones de acuerdo con los elementos de juicio que tenga a su disposición. En todo caso, no se admitirán demandas esperadas de capacidad y de volumen inferiores a aquellas que resulten de aplicar el factor de utilización normativo que se define en el numeral 4.1 de la presente resolución. Para el cálculo de los cargos de transporte no se incluirá el transporte correspondiente a las pérdidas de gas.

PAR.—Para el cálculo de la demanda esperada de capacidad y de la demanda esperada de volumen en sistemas troncales de transporte, la comisión establecerá un escenario de proyección conformado por las proyecciones de demanda de gas elaboradas por la UPME para sectores de consumo de gas diferentes al sector termoeléctrico y la proyección de demanda de gas más probable para el sector termoeléctrico, elaborada por el centro nacional de despacho. Al escenario de proyección elaborado en la forma descrita en el presente párrafo se le asignará una probabilidad de ocurrencia del 20% y se considerará junto con los escenarios propuestos por los transportadores para el cálculo de la demanda esperada de volumen y de la demanda esperada de capacidad.

ART. 10.—**Esquema de cargos de transporte.** Modifícase el numeral 6.1 de la Resolución CREG-1 de 2000 en los siguientes términos:

“6.1. Regulación general de sistemas de transporte de la Costa Atlántica y del interior.

Los gasoductos del sistema nacional de transporte serán remunerados mediante cargos regulados calculados con base en la metodología general y criterios generales establecidos en los artículos 3º, 4º y 5º de la presente resolución. Con base en lo anterior, las empresas transportadoras podrán someter a consideración de la comisión, para efecto del cálculo de los cargos de que trata el numeral 5.2, gasoductos independientes o agrupaciones de gasoductos que los transportadores

consideren adecuados para su sistema de transporte y para sus remitentes. Dichas propuestas incluirán la justificación técnica y económica correspondiente, así como los impactos para los remitentes en las diferentes ciudades atendidas.

En todo caso, y una vez analizadas las propuestas de cargos presentadas por los transportadores, la Comisión de Regulación de Energía y Gas establecerá los gasoductos independientes y las agrupaciones de gasoductos que se considerarán para el cálculo de cargos de transporte para el período tarifario correspondiente.

PAR. 2º—Las interconexiones internacionales tendrán cargos independientes de transporte”.

ART. 11.—**Vigencia.** La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial, y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D.C., a 20 de noviembre de 2000.