

Comisión de Regulación de Energía y Gas

RESOLUCIÓN NÚMERO 71 DE 1999

(Diciembre 3)

“Por la cual se establece el reglamento único de transporte de gas natural, RUT”.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas,

en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las leyes 142 de 1994 y 401 de 1997, los decretos 1542 y 2253 de 1994 y 1175 de 1999, y

CONSIDERANDO:

Que de acuerdo con lo establecido en el artículo 14 de la Ley 142 de 1994, la actividad de transporte de gas natural es una actividad complementaria del servicio público domiciliario de gas natural;

Que según el artículo 3° de la Ley 401 de 1997, es función de la CREG establecer las reglas y condiciones operativas que debe cumplir toda la infraestructura del sistema nacional de transporte a través del reglamento único de transporte de gas natural;

Que la CREG estableció en la Resolución CREG-057 de 1996, las bases para desarrollar un código de transporte;

Que según lo dispuesto en el artículo 28 de la Ley 142 de 1994 la construcción y operación de redes para el transporte y distribución de gas se regirá exclusivamente por esta ley y por las normas sanitarias y municipales a las que se alude en los artículos 25 y 26 de la misma ley;

Que de acuerdo con el artículo 67 de la Ley 142 de 1994, es competencia de los ministerios, señalar los requisitos técnicos que deben cumplir las obras, equipos y procedimientos que utilicen las empresas de servicio público del sector, cuando la comisión respectiva haya resuelto por vía general que ese señalamiento es realmente necesario para garantizar la calidad del servicio, y que no implica restricción indebida de la competencia;

Que de acuerdo con el artículo 73 de la Ley 142 de 1994, es función de las comisiones fijar normas de calidad a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos, y determinar para cada bien o servicio público unidades de medida y de tiempo que deben utilizarse al definir el consumo;

Que según lo dispuesto en el artículo 73 de la Ley 142 de 1994, corresponde a las comisiones regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes prestan servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de posición dominante, y produzcan servicios de calidad;

Que de acuerdo con lo establecido en el artículo 74 de la Ley 142 de 1994, es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas regular el ejercicio de las actividades de los sectores

de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia;

Que mediante el Decreto 1175 de 1999, por el cual se reestructuró la Empresa Colombiana de Gas, Ecogas, se suprimió el centro de coordinación de transporte de gas natural, CTG, creado por la Ley 401 de 1997, se derogaron las normas pertinentes a dicho centro, y se dispuso que el consejo nacional de operación cumplirá las funciones de asesoría en la forma como lo establezca el reglamento único de transporte;

Que de acuerdo con lo establecido en el artículo 978 del Código de Comercio, cuando la prestación de un servicio público está regulada por el gobierno, las condiciones de los contratos deberán sujetarse a los respectivos reglamentos;

Que el consejo nacional de operación en su reunión número 86 acordó solicitarle a la CREG revisar las causales de redespacho, en especial las relacionadas con accidentes en sistemas de transporte de gas. Dicho acuerdo se formalizó mediante comunicación del secretario técnico del CNO, dirigida a la CREG el 16 de febrero de 1999;

Que de acuerdo con lo establecido en la Constitución Política, cuando de la aplicación de una norma expedida por motivo de utilidad pública o de interés social resultaren en conflicto los derechos de los particulares con la necesidad por ella reconocida, el interés privado deberá ceder al interés público o social;

Que la dinámica propia del Estado exige que la regulación se adecue permanentemente a los cambios sociales y tecnológicos con el objeto de cumplir los fines inherentes del Estado;

Que la CREG ha efectuado un amplio análisis con la industria y terceros interesados sobre los objetivos y contenido del reglamento único de transporte,

RESUELVE:

ART. 1º—Adoptar el reglamento único de transporte de gas natural, RUT, contenido en el anexo general de la presente resolución.

ART. 2º—Mediante resolución posterior la CREG definirá, entre otros aspectos, la regulación del servicio de almacenamiento, el manejo de las restricciones de transporte y el tratamiento regulatorio del empaquetamiento.

ART. 3º—**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 Santafé de Bogotá, D.C., a 3 de diciembre de 1999.

Anexo General

Reglamento único de transporte de gas natural por redes, RUT.

Tabla de contenido

1. Principios generales

1.1. Definiciones

1.2. Objetivos y alcance del reglamento único de transporte de gas natural

1.2.1. Objetivos

1.2.2. Alcance

1.3. Seguimiento y modificación del RUT

1.4. Consejo nacional de operación de gas natural

1.5. Ámbito de aplicación y vigencia

2. Acceso y prestación de servicios de transporte

2.1. Acceso al sistema nacional de transporte y sus servicios

2.1.1. Compromiso de acceso

2.1.2. Imposición de acceso a los sistemas de transporte

2.1.3. Acceso a gasoductos dedicados

2.2. Prestación de servicios de transporte

2.2.1. Asignación de capacidad disponible primaria

2.2.1.1. Respuesta a la solicitud de servicio

2.2.2. Desvíos

2.2.3. Contratos de servicio de transporte

2.3. Servicio de almacenamiento

2.4. Boletín electrónico de operaciones, BEO

2.5. Mercado secundario bilateral de transporte y suministro de gas

2.5.1. Liberación de capacidad firme

2.5.2. Liberación de derechos de suministro de gas

3. Conexiones

3.1. Responsabilidad y propiedad de la conexión y de los puntos de entrada y salida

- 3.2. Solicitud de cotización de conexiones, puntos de entrada y puntos de salida
- 3.3. Condiciones de conexión a puntos de salida
- 3.4. Conexiones a puntos de salida del sistema nacional de transporte
- 3.5. Conexiones a puntos de entrada del sistema nacional de transporte
- 4. Condiciones de operación del sistema de transporte de gas natural
 - 4.1. Responsabilidad de la operación del sistema
 - 4.2. Centros principales de control
 - 4.3. Manual de información y procedimientos operacionales y comerciales del transportador, manual del transportador
 - 4.4 Registro de interrupciones
 - 4.4.1. Estadísticas de interrupciones
 - 4.4.2. Clasificación de las interrupciones del servicio
 - 4.4.3. Indicadores de calidad del servicio
 - 4.4.4. Retiro de activos en servicio
 - 4.5. Nominaciones
 - 4.5.1. Ciclo de nominación de transporte
 - 4.5.1.1. Verificación de información de la nominación
 - 4.5.1.2. Confirmaciones
 - 4.5.1.3. Renominaciones de transporte
 - 4.5.1.4. Formato para las nominaciones, renominaciones y confirmaciones
 - 4.5.2. Nominación de suministro de gas
 - 4.5.2.1. Verificación de información de la nominación
 - 4.5.2.2. Renominaciones de suministro
 - 4.6. Operación del sistema
 - 4.6.1. Obligación de mantener la estabilidad operacional del sistema de transporte
 - 4.6.2. Órdenes operacionales

4.6.3. Obligaciones del remitente

4.6.4. Acuerdos de balance

4.6.5. Cuenta de balance de energía

4.6.6. Rango de tolerancia

4.7. Incumplimiento y compensaciones

4.7.1. Compensaciones por variaciones de entrada y salida

4.8. Restricciones de capacidad de transporte de gas natural

4.9. Cálculo de las pérdidas de gas de un sistema de transporte

4.9.1. Asignación de pérdidas de gas

4.10. Custodia y título sobre el gas

4.11. Oficina de atención de emergencias

5. Medición y facturación

5.1. Medición

5.2. Medición y asignación de cantidades de energía en puntos de entrada y puntos de salida

5.2.1. Medición de cantidades de energía y calidad del gas en puntos de entrada

5.2.2. Asignación de cantidades de energía en puntos de entrada

5.2.3. Determinación de cantidades de energía y calidad del gas en puntos de salida

5.3. Medición volumétrica

5.3.1. Sistema de medición

5.3.2. Propiedad del sistema de medición

5.3.3. Instalación, operación y mantenimiento de los sistemas de medición

5.3.4. Reparación y reposición del sistema de medición

5.3.5. Equipo de verificación de medición

5.4. Medición de otras variables

5.4.1. Determinación de la temperatura de flujo

- 5.4.2. Determinación de la presión de flujo
- 5.4.3. Determinación de la supercompresibilidad del gas
- 5.4.4. Determinación de la gravedad específica del gas
- 5.4.5. Determinación del poder calorífico
- 5.4.6. Equivalencia energética del gas natural
- 5.5. Precisión, acceso y calibración de equipos de medición
 - 5.5.1. Márgenes de error en la medición
 - 5.5.2. Fraudes a la conexión o al equipo de medición
 - 5.5.3. Calibración de equipos de medición
 - 5.5.3.1. Primera calibración
 - 5.5.3.2. Verificación de la calibración
 - 5.5.4. Acceso a los sistemas de medición
 - 5.5.5. Registros de medición
 - 5.5.6. Control de entregas y recepciones
- 5.6. Obligaciones de los agentes y transportadores
 - 5.6.1. Obligaciones del transportador
 - 5.6.2. Obligaciones del agente
- 5.7. Facturación
- 6. Estándares y normas técnicas aplicables
 - 6.1. Cumplimiento de normas y estándares
 - 6.2. Resolución de conflictos sobre normas técnicas
 - 6.3. Calidad del gas
 - 6.3.1. Verificación de la calidad
 - 6.3.2. Cumplimiento de las especificaciones de CO₂
 - 6.3.3. Entrega de gas natural por fuera de las especificaciones establecidas
 - 6.4. Expedición de normas técnicas y de seguridad

1. Principios generales

1.1. Definiciones. Para efectos del presente RUT y, en general, para interpretar las disposiciones sobre el servicio de transporte de gas natural por el sistema nacional de transporte, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones, además de las contenidas en la Ley 142 de 1994:

Acceso al sistema nacional de transporte de gas natural. Es la utilización de los sistemas de transporte de gas natural mediante el pago de los cargos correspondientes, con los derechos y deberes que establece el reglamento único de transporte y las normas complementarias a éste.

Acuerdo de balance. Acuerdos comerciales celebrados entre dos agentes, dirigidos a atender desbalances.

Acuerdo operativo de balance. Acuerdo de balance de carácter operativo celebrado entre el productor-comercializador y el transportador o entre transportadores.

Agentes operacionales o agentes. Personas naturales o jurídicas entre las cuales se dan las relaciones técnicas y/o comerciales de compra, venta, suministro y/o transporte de gas natural, comenzando desde la producción y pasando por los sistemas de transporte hasta alcanzar el punto de salida de un usuario. Son agentes los productores-comercializador, los comercializadores, los distribuidores, los transportadores, los usuarios no regulados y los almacenadores independientes.

Boletín electrónico de operaciones, BEO. Página web de libre acceso, que despliega información comercial y operacional relacionada con los servicios de un transportador, en la cual se incluyen los cargos regulados y los convenidos entre agentes por servicios de transporte, el ciclo de nominación, el programa de transporte, las ofertas de liberación de capacidad y de suministro de gas, las cuentas de balance de energía y demás información que establezca el RUT.

Calidad del gas. Especificaciones y estándares del gas natural adoptados por la CREG en el presente reglamento, y en las normas que lo adicionen, modifiquen o sustituyan.

Cantidad de energía. Cantidad de gas medida en un punto de entrada o en un punto de salida de un sistema de transporte, expresado en Mbtu (Millones de unidades térmicas británicas) o su equivalente en el sistema internacional de unidades.

Cantidad de energía autorizada. Cantidad de energía que el centro principal de control, CPC, acepta que se transporte durante el día de gas por un sistema de transporte.

Cantidad de energía confirmada. Cantidad de energía que el remitente confirma que requiere transportar durante el día de gas por un sistema de transporte, ante el respectivo centro principal de control, CPC.

Cantidad de energía entregada. Cantidad de energía que el remitente entrega en el punto de entrada de un sistema de transporte durante el día de gas.

Cantidad de energía nominada. Cantidad de energía que el remitente proyecta entregar en el punto de entrada y tomar en el punto de salida de un sistema de transporte durante el día de gas y que consigna en la nominación correspondiente.

Cantidad de energía tomada. Cantidad de energía que el remitente toma en el punto de salida de un sistema de transporte durante el día de gas.

Capacidad contratada. Capacidad de transporte de gas natural que el remitente contrata con el transportador para el servicio de transporte expresada en miles de pies cúbicos estándar por día (KPCD) o en sus unidades equivalentes en el sistema internacional de unidades.

Capacidad máxima del gasoducto. Capacidad máxima de transporte diario de un gasoducto definida por el transportador, calculada con modelos de dinámica de flujo de gas utilizando una presión de entrada de 1.200 Psia, las presiones para los diferentes puntos de salida del mismo y los parámetros específicos del fluido y del gasoducto.

Capacidad disponible primaria. Es aquella capacidad de que dispone el transportador y que de acuerdo con los contratos suscritos no está comprometida como capacidad firme.

Capacidad disponible secundaria. Es aquella capacidad firme que el remitente no proyecte utilizar y que, de acuerdo con los derechos otorgados por el contrato de transporte suscrito, puede ceder o vender a remitentes reemplazantes.

Capacidad firme. Capacidad que, de acuerdo con los contratos suscritos, no es interrumpible por parte del transportador, salvo en casos de emergencia o de fuerza mayor.

Capacidad interrumpible. Capacidad contratada que de acuerdo con los contratos suscritos prevé y permite interrupciones por parte del transportador mediante el correspondiente aviso al remitente.

Capacidad futura. Es aquella capacidad producto de ampliaciones de la capacidad de transporte de los gasoductos.

Capacidad liberada. Es la capacidad disponible secundaria que el remitente ha cedido o revendido a remitentes reemplazantes.

Capacidad programada. Capacidad de transporte de un gasoducto que se ha previsto utilizar horariamente en el programa de transporte elaborado por cada CPC para el siguiente día de gas con base en el ciclo de nominación de transporte.

Cargo por conexión a un sistema de transporte. Es el cargo que debe pagar un agente al transportador o a un tercero, por los costos de la conexión.

Centros principales de control, CPC. Centros pertenecientes a los diferentes gasoductos (sistemas de transporte) que hagan parte del sistema nacional de transporte, encargados de adelantar los procesos operacionales, comerciales y demás definidos en el RUT.

Ciclo de nominación de transporte. Proceso que se inicia con la solicitud de servicios de transporte realizada por un remitente al CPC respectivo, con respecto a la cantidad de energía y el poder calorífico del gas que va a entregar en el punto de entrada o a tomar en el punto de salida de un sistema de transporte en un día de gas y que termina con la confirmación de la solicitud.

Ciclo de nominación de suministro de gas. Proceso que se inicia con la solicitud de servicios de suministro de gas realizada por un remitente al productor-comercializador o comercializador respectivo y que termina con la confirmación de la solicitud.

Comercialización de gas combustible. Actividad de compra, venta o suministro de gas combustible a título oneroso.

Comercializador. Persona jurídica cuya actividad es la comercialización de gas combustible.

Comisión o CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas, organizada como unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con las leyes 142 y 143 de 1994.

Condiciones estándar. Definen el pie cúbico estándar como el volumen de gas contenido en un pie cúbico a una presión de 14.65 Psia, y a una temperatura de 60° F. A estas condiciones se referirán los volúmenes y el poder calorífico del gas transportado por el sistema nacional de transporte.

Conexión. Conjunto de bienes que permiten conectar al sistema nacional de transporte un productor-comercializador, un distribuidor, un usuario no regulado, un sistema de almacenamiento, o cualquier usuario regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un comercializador.

Confirmación. Proceso por el cual el remitente en respuesta a la nominación autorizada por el CPC, confirma la cantidad de energía que debe entregar al sistema de transporte y tomar del mismo.

Consejo nacional de operación de gas natural, CON. Cuerpo asesor creado por la Ley 401 de 1997, que cumple las funciones de asesoría en la forma como lo establece el presente reglamento y cuyo principal objetivo es hacer las recomendaciones necesarias para asegurar el cumplimiento de los objetivos establecidos en el RUT.

Contrato de conexión al sistema nacional de transporte. Acuerdo de voluntades suscrito por las partes interesadas, mediante el cual se pactan las relaciones técnicas, administrativas y comerciales de las conexiones al sistema nacional de transporte, e incluye el pago de un cargo por conexión.

Contrato de transporte o contrato. Acuerdo de voluntades que se suscribe entre un transportador y un remitente para la prestación del servicio de transporte de gas, sometido a la regulación que expida la CREG, a las normas pertinentes de la Ley 142 de 1994 y del derecho privado.

Cuenta de balance. Es la diferencia acumulada entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente durante un mes.

Derechos de suministro de gas. Es la cantidad de gas contratada que otorga al comprador o al consumidor titularidad sobre la misma.

Desbalance de energía. Se define como la diferencia entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente en un día de gas.

Desvío: Es un cambio en los puntos de entrada y/o en los puntos de salida con respecto al origen y/o destinación inicial o primaria especificada en el contrato de transporte. Esto es, cuando un

remitente solicita, que se lleve su gas de puntos de entrada y/o de salida diferentes a los especificados en su contrato.

Día de gas. Día oficial de la República de Colombia que va desde las 00:00 horas hasta las 24:00 horas, durante el cual se efectúa el suministro y el transporte de gas.

Distribuidor de gas combustible por redes de tubería. Persona jurídica que presta el servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería.

Empaquetamiento. Operación de almacenamiento de gas en gasoductos mediante variaciones de presión de operación, permitiendo modificar transitoriamente la capacidad de transporte de un gasoducto.

Estado de emergencia. Situación en la cual un gasoducto o tramo de gasoducto, como consecuencia de eventos imprevistos durante su operación, puede afectar la seguridad pública y el medio ambiente.

Gas natural o gas. Es una mezcla de hidrocarburos livianos, principalmente constituida por metano, que se encuentra en los yacimientos en forma libre o en forma asociada al petróleo. El gas natural, cuando lo requiera, debe ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad de gas establecidas en este RUT, y en las normas que lo adicionen, modifiquen o sustituyan.

Gasoducto dedicado. Conjunto de tuberías y accesorios de propiedad de una persona natural o jurídica que permite la conducción del gas de manera independiente y exclusiva, y que no se utiliza para prestar servicios de transporte a terceros.

Instalaciones del agente. Equipos y redes utilizados por el agente a partir de la conexión, entre los cuales se pueden incluir filtros, odorizadores, compresores, válvulas de control y medidores de verificación, que no hacen parte del sistema nacional de transporte.

Interconexiones internacionales. Gasoducto o grupo de gasoductos de dedicación exclusiva a la importación o exportación de gas natural.

Liberación de capacidad. Acto mediante el cual los remitentes venden o ceden capacidad firme a título oneroso, parcial o totalmente, temporal o permanentemente, a otro remitente siempre que sea técnicamente posible.

Manual del transportador. Documento que contiene la información y los procedimientos comerciales y operacionales más relevantes utilizados por cada transportador.

Mercado secundario. Es el mercado de gas natural y de capacidad de transporte donde los remitentes con capacidad disponible secundaria y/o agentes con derechos de suministro de gas pueden comercializar libremente sus derechos contractuales.

Nominación de servicio de transporte. Es la solicitud diaria del servicio para el siguiente día de gas, presentada por el remitente, al CPC respectivo, que especifica la cantidad de energía a transportar horariamente, o diariamente en el caso de distribuidores; el poder calorífico del gas; así como los puntos de entrada y salida. Esta solicitud es la base para elaborar el programa de transporte.

Nominación de suministro de gas. Es la solicitud diaria de suministro de gas para el siguiente día de gas, presentada por el remitente al productor-comercializador o al comercializador respectivo, que especifica la cantidad de energía a entregar horariamente, o diariamente en el caso de distribuidores.

Prestador del servicio de transporte o transportador. Se considerarán como tales, las personas de que trata el título 1º de la Ley 142 de 1994 que realicen la actividad de transporte de gas desde un punto de entrada hasta un punto de salida del sistema nacional de transporte y que reúnen las siguientes condiciones, de acuerdo con la regulación de la CREG:

- a) Capacidad de decisión sobre el libre acceso a un sistema de transporte siempre y cuando dicho acceso sea técnicamente posible; y
- b) Que realice la venta del servicio de transporte a cualquier agente mediante contratos de transporte.

Productor de gas natural. Es quien extrae o produce gas natural conforme a la legislación vigente. Cuando el productor vende gas a un agente diferente del asociado, es un comercializador.

Programa de transporte. Es la programación horaria para el transporte de cantidades de energía, elaborada diariamente por un CPC, de acuerdo con las nominaciones de los remitentes y la factibilidad técnica de transporte de los gasoductos respectivos.

Puerta de ciudad. Estación reguladora de la cual se desprenden redes que conforman total o parcialmente un sistema de distribución y a partir de la cual el distribuidor asume la custodia del gas.

Punto de entrada. Punto en el cual el remitente entrega físicamente gas natural al sistema nacional de transporte y el transportador asume la custodia del gas. El punto de entrada incluye la válvula de conexión y la “T” u otro accesorio de derivación.

Punto de salida. Punto en el cual el remitente toma el gas natural del sistema nacional de transporte y cesa la custodia del gas por parte del transportador. El punto de salida incluye la válvula de conexión y la “T” u otro accesorio de derivación.

Rango de tolerancia. Porcentaje de la capacidad de un gasoducto dentro del cual se admiten variaciones de entrada y salida, sin perjuicio de las compensaciones que establece este reglamento.

Reconciliación. Proceso de ajuste a la facturación del servicio de transporte, una vez se disponga de las mediciones reales de un remitente.

Reglamento único de transporte de gas natural, RUT. Conjunto de normas de carácter general expedidas por la CREG que reglamentan la actividad de las empresas que prestan el servicio de transporte de gas natural y su interrelación con los demás agentes.

Remitente. Persona natural o jurídica con la cual un transportador ha celebrado un contrato para prestar el servicio de transporte de gas natural. Puede ser alguno de los siguientes agentes: un productor comercializador, un comercializador, un distribuidor, un almacenador, un usuario no regulado o un usuario regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un comercializador.

Remitente potencial. Agente que solicita la prestación del servicio de transporte.

Remitente reemplazante. Remitente que utiliza la capacidad liberada por un remitente con capacidad firme.

Renominación. Nominación sometida a consideración del CPC durante el día de gas mediante la cual un remitente solicita incrementar o disminuir las nominaciones previamente confirmadas.

Restricciones de capacidad de transporte. Disminución de la capacidad máxima del gasoducto originada por limitaciones técnicas identificadas o por una condición de fuerza mayor o caso fortuito.

Servicio de transporte de gas natural o servicio. Prestación del servicio de transporte de gas natural, mediante las modalidades de capacidad firme o capacidad interrumpible, haciendo uso del sistema de transporte a cambio del pago de la tarifa correspondiente.

Sistema de almacenamiento. Se entiende como la infraestructura dedicada exclusivamente a almacenar gas natural por un período de tiempo específico para su posterior uso.

Sistema de transporte. Conjunto de gasoductos del sistema nacional de transporte que integran los activos de una empresa de transporte.

Sistema nacional de transporte. Conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con las puertas de ciudad, sistemas de distribución, usuarios no regulados, interconexiones internacionales y sistemas de almacenamiento.

Subasta. Procedimiento estructurado de compra-venta de bienes o servicios con reglas formales, en la cual los potenciales compradores y/o vendedores pueden realizar ofertas.

Superintendencia o SSPD. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a que se refieren los artículos 14.30 y 76 de la Ley 142 de 1994.

Variación de entrada. Valor absoluto de la diferencia entre la cantidad de energía confirmada y la cantidad de energía entregada en cada hora por el remitente, o en cada día para el caso de distribuidores.

Variación de salida. Valor absoluto de la diferencia entre la cantidad de energía confirmada y la cantidad de energía tomada en cada hora por el remitente, o en cada día para el caso de distribuidores.

(Nota: Adicionado por la Resolución 84 de 2000 artículo 1° de la Comisión de Regulación de Energía y Gas)

1.2. Objetivos y alcance del reglamento único de transporte de gas natural

1.2.1. Objetivos. Las personas que estén sometidas al presente reglamento único de transporte de gas natural, RUT, al implantarlo, aplicarlo e interpretarlo, tendrán en cuenta que sus objetivos con relación al sistema nacional de transporte son:

- a) Asegurar acceso abierto y sin discriminación;
- b) Crear las condiciones e instrumentos para la operación eficiente, económica y confiable;
- c) Facilitar el desarrollo de mercados de suministro y transporte de gas;
- d) Estandarizar prácticas y terminología para la industria de gas;
- e) Fijar normas y especificaciones de calidad del gas transportado.

1.2.2. **Alcance.** El reglamento único de transporte, que para todos los efectos se identificará como el RUT, se le aplica a todos los agentes que utilicen el sistema nacional de transporte de gas natural.

Los propietarios de gasoductos dedicados no se consideran transportadores, salvo en el caso en que un tercero solicite el servicio de transporte y éste sea técnicamente factible. En tal caso, deberán cumplir lo establecido en el numeral 2.1.3. En todo caso, los propietarios de gasoductos dedicados deberán cumplir las normas técnicas y de seguridad que establezca la autoridad competente.

1.3. **Seguimiento y modificación del RUT.** Cuando lo considere conveniente el consejo nacional de operación de gas natural revisará la experiencia en la aplicación de los aspectos operativos, y comerciales del RUT, y enviará a la comisión un informe sobre el resultado de las revisiones, las propuestas de reforma, si las hubiere, y cualquier observación o sugerencia presentada por escrito por cualquiera de los agentes, y que no haya sido incluida en las propuestas de reforma.

La comisión examinará las propuestas y las demás observaciones e iniciativas y, en la medida en que las considere convenientes, o de oficio, modificará el RUT después de haber oído al consejo nacional de operación de gas natural sobre las modificaciones propuestas. La iniciativa para la reforma del reglamento también será de la comisión si ésta 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.

A partir de la expedición del presente reglamento, todos los contratos de transporte que se suscriban incluirán una cláusula de ajuste que permita acoger las modificaciones que se hagan al RUT, sus normas complementarias y en general las demás reglamentaciones que expida la comisión.

1.4. **Consejo nacional de operación de gas natural.** De conformidad con el artículo 2º del Decreto 1175 de 1999, en cumplimiento de las funciones de asesoría otorgadas por la ley, el consejo nacional de operación desarrollará las siguientes funciones:

- Proponer a la CREG modificaciones al RUT.
- Recomendar a la CREG la adopción de protocolos unificados para la generación, envío, almacenamiento, captura y consulta de información.
- Recomendar a la CREG la parte que corresponde de la matriz de compensaciones por variaciones.

- Proponer el manual guía del transportador.
- Dar concepto a la CREG sobre los conflictos derivados de la aplicación del RUT que se presenten entre los agentes.
- Proponer acuerdos de balance marco para los agentes.
- Proponer los horarios para las renominaciones sincronizadas de suministro y transporte.
- Establecer su propio reglamento.
- Las demás que le señale la CREG en el RUT.

El consejo nacional de operación de gas natural estará conformado de acuerdo con lo estipulado por la Ley 401 de 1997.

1.5. Ámbito de aplicación y vigencia. Todo agente que utilice el sistema nacional de transporte se sujetará a lo establecido en el presente RUT. Tanto los acuerdos como los contratos firmados con anterioridad y posterioridad a la expedición del presente reglamento, deberán ajustarse a la reglamentación aquí establecida.

2. Acceso y prestación de servicios de transporte.

2.1. Acceso al sistema nacional de transporte y sus servicios

2.1.1. Compromiso de acceso. Todo transportador debe garantizar el acceso a los sistemas de transporte y a los servicios de transporte, de forma no discriminatoria y de acuerdo con lo establecido en el presente RUT.

Los transportadores de gas natural por tubería permitirán el acceso a los gasoductos, de su propiedad o que se encuentren bajo su control, a cualquier productor - comercializador; distribuidor; usuario no regulado; usuario regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un comercializador; almacenador; y en general a cualquier agente que lo solicite. Dicho acceso deberá ofrecerse a cualquier agente en las mismas condiciones de calidad y seguridad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias aplicables a esta materia, así como en el RUT y demás reglamentos que expida la comisión.

2.1.2. Imposición de acceso a los sistemas de transporte. Si transcurridos quince (15) días a partir del recibo de la solicitud de acceso, el transportador no ha respondido dicha solicitud o si transcurrido un (1) mes a partir del recibo de la misma no se ha llegado a ningún acuerdo con quien o quienes han solicitado el acceso, a petición de cualquier interesado, la comisión podrá imponer, por la vía administrativa, el acceso a quien tenga derecho al uso de la red, conforme a las disposiciones previstas en la Ley 142 de 1994 y demás normas concordantes.

Al adoptar la decisión de imponer el acceso del solicitante al sistema de transporte, la comisión definirá, entre otros aspectos, lo siguiente:

- a) El beneficiario en cuyo favor se impone, y
- b) La empresa transportadora a la cual se impone el acceso.

En todo caso, al decidir si es necesario imponer el acceso, la comisión examinará si la renuencia del transportador implica una violación de los deberes legales relacionados con el acceso o interconexión, o una conducta contraria a la libre competencia; en tal caso solicitará a las entidades de control que adelanten las investigaciones respectivas. La imposición de acceso no excluye la aplicación de las sanciones que fueren procedentes, conforme a las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994 y demás normas concordantes.

El solicitante puede renunciar al acceso impuesto por la comisión, y éste dejará de ser obligatorio para el transportador. La renuncia debe hacerse de buena fe, sin abusar del derecho, en forma tal que no perjudique indebidamente al transportador. Si hay contratos, las partes se sujetarán a ellos.

2.1.3. Acceso a gasoductos dedicados. En el evento de gasoductos dedicados a los que se solicite servicio de transporte, y este sea técnicamente factible, su propietario tendrá la obligación de permitir el acceso. Mientras el propietario no haya decidido convertirse en transportador, se requerirá autorización de la CREG, quien impondrá las condiciones para el acceso. En tal caso, el propietario del gasoducto dedicado tendrá las siguientes opciones:

- a) Convertirse en transportador;
- b) Vender los activos a un transportador; o
- c) Continuar como operador del gasoducto.

En todo caso, la CREG podrá exigir al propietario del gasoducto, que se convierta en transportador cuando las condiciones de utilización del gasoducto lo requieran o lo aconsejen.

2.2. Prestación de servicios de transporte. El transportador debe garantizar la prestación del servicio de transporte, de acuerdo con los indicadores de calidad del servicio establecidos por la CREG, salvo que la conexión del agente no garantice condiciones de seguridad o que la modalidad de contratación corresponda a servicio interrumpible.

2.2.1. Asignación de capacidad disponible primaria. Siempre que exista capacidad disponible primaria el transportador deberá ofrecerla a los remitentes que la soliciten. Si el transportador llegare a recibir solicitudes firmes de servicio de transporte que superen la capacidad disponible primaria, dicha capacidad deberá asignarse mediante un proceso de subasta. Tal subasta deberá efectuarse dentro de los tres meses siguientes al recibo de dos o más solicitudes de transporte y se llevará a cabo de conformidad con los principios de eficiencia económica y neutralidad establecidos por la ley. Los términos y condiciones de la subasta deberán ser aprobados previamente por la CREG y una vez aprobados deberán ser publicados en el manual del transportador.

2.2.1.1. Respuesta a la solicitud de servicio. El transportador debe responder por escrito a toda nueva solicitud de servicio proveniente de un remitente potencial o de un remitente existente que demande capacidad adicional, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la presentación de la solicitud. La respuesta contendrá:

- a) Confirmación que existe capacidad disponible primaria, especificando los cargos, términos y opciones contractuales bajo las cuales se suministrará el servicio;
- b) Aviso informando que es necesario realizar análisis previos antes de responder la solicitud, debiendo comunicar al remitente potencial sobre la naturaleza de los mismos; el programa

contemplado para completar los análisis; y el tiempo que se tomarán para efectuarlos, el cual no podrá ser mayor a tres meses. Si la respuesta es negativa, se adelantará el procedimiento previsto en el literal siguiente, y

c) Notificación que no existe capacidad disponible primaria para satisfacer la solicitud. En este caso el transportador deberá comunicar por escrito al remitente potencial aquellos aspectos de la solicitud que no pueden ser satisfechos, justificando las razones de su negativa e indicando las opciones de expansión requeridas, sus costos o asociados y cuál sería la posible fecha de entrada en operación en caso de acometerse el proyecto. El remitente potencial que requiera la capacidad debe ser incluido en el boletín electrónico de operaciones respectivo. El CPC mantendrá por un año, renovable por parte del interesado, el nombre del remitente potencial, la capacidad requerida, sus términos y opciones contractuales, y su prioridad de atención. En todo caso, el transportador estará obligado a prestar el servicio si la solicitud es técnica y financieramente factible.

2.2.2. Desvíos. Los desvíos serán solicitados por el remitente y autorizados por el transportador, cuando haya suficiente capacidad del gasoducto en la nueva trayectoria desde el punto de entrada hasta el punto de salida.

Durante el ciclo de nominación de transporte el remitente podrá solicitar cambios en los puntos de entrada y salida del servicio de transporte contratado. Dichos cambios deben ser autorizados por el transportador o transportadores involucrados en la operación, quienes sólo podrán negarla por razones de tipo técnico u operativo. En este caso deberán incluir la justificación en su respuesta.

PAR.—Cuando la trayectoria del desvío lo haga necesario el transportador y el remitente establecerán nuevos cargos para el servicio de transporte de conformidad con las opciones para determinación de cargos aprobadas por la CREG.

2.2.3. Contratos de servicio de transporte. Los transportadores ofrecerán distintas modalidades contractuales, enmarcadas como servicios de transporte de capacidad firme o de capacidad interrumpible. El transportador no podrá discriminar entre clientes con características objetivas similares. El contrato de transporte deberá contener como mínimo, los siguientes requisitos:

- a) Fecha del contrato;
- b) Tipo o clase de contrato y de servicio;
- c) Nombre de las partes;
- d) Término de duración del contrato;
- e) Fecha de iniciación del servicio;
- f) Puntos de entrada y salida;
- g) Capacidad contratada;
- h) Presión en el punto de salida;
- i) Tarifas según resoluciones aprobadas por CREG;

- j) Condiciones de la factura;
- k) Forma y garantías de pago;
- l) Forma, tiempo, sitio y modo en el que debe ponerse en conocimiento la factura al remitente;
- m) Causales para suspensión y procedimientos para restablecimiento del servicio;
- n) Condiciones previas exigidas al remitente para obtener el servicio;
- o) Procedimiento de modificación;
- p) Condiciones para cesión del contrato y procedimientos a seguir;
- q) Características técnicas mínimas e indicadores de precisión de los equipos de medición;
- r) Especificaciones del gas a ser transportado, y
- s) Cláusula de ajuste por cambios regulatorios.

Los transportadores podrán pactar contratos de transporte desde cualquier punto de entrada hacia cualquier punto de salida del sistema nacional de transporte. Si esta operación involucra a más de un transportador, el remitente tendrá la opción de suscribir contratos independientes con cada transportador o delegar a uno de los transportadores involucrados para que actúe en su representación. Ningún transportador podrá asumir obligaciones de capacidad firme, exigibles en un mismo momento, por encima de la capacidad máxima del gasoducto.

En caso de ofrecerse otros servicios, estos deberán tener un tratamiento independiente en el contrato respectivo. La CREG, en resolución independiente, podrá precisar o ampliar las condiciones de contratación de servicios de transporte.

Los contratos de servicio de transporte deberán incluir cláusulas de liberación de capacidad en los términos descritos en el numeral 2.5.1 del presente RUT, y de cesión del contrato de servicio de transporte. La cláusula de cesión debe establecer, como mínimo, que las partes podrán ceder el contrato de servicio de transporte y las condiciones acordadas por las partes para efectuar dicha operación.

2.3. Servicio de almacenamiento. El servicio de almacenamiento podrá ser prestado tanto por transportadores como por terceros, sobre la base del principio de libre acceso y no discriminación.

El servicio de almacenamiento es un servicio independiente al de transporte y diferente del empaquetamiento, que puede ser prestado por el transportador o por un tercero, siempre y cuando esto no implique que el transportador sea dueño del gas almacenado, excepto del necesario para el funcionamiento del sistema de almacenamiento y en general, del necesario para el manejo seguro del sistema de transporte. El transportador no podrá almacenar gas para propósitos de comercialización. El gas para estos propósitos será propiedad del remitente, quien se responsabilizará de entregar y/o tomar su gas cuando lo necesite. Al entregar y/o tomar gas de un sistema de almacenamiento, el remitente deberá cumplir con los ciclos de nominación de transporte y/o suministro según sea el caso.

2.4. Boletín electrónico de operaciones, BEO. Los transportadores deberán implementar un sistema de información electrónico a través del internet, de acceso libre en línea y de carácter permanente, con el objeto de poner a disposición de los diferentes agentes, como mínimo la siguiente información:

- Manual del transportador.
- Ciclo de nominación.
- Volumen total transportado diariamente por gasoducto.
- Ofertas de liberación de capacidad y de suministro de gas, incluyendo puntos de entrada y salida.
- Capacidad disponible primaria, incluyendo puntos de entrada y salida.
- Solicitudes del servicio, incluyendo volúmenes y puntos de entrada y salida.
- Capacidad contratada.
- Cuentas de balance.

El BEO de cada CPC deberá permitir el acceso a la información desplegada por los BEO de otros CPC, conformando una red de información nacional. Con el objeto de asegurar la operatividad de este instrumento de información, el consejo nacional de operación de gas natural, estandarizará en un plazo de tres (3) meses contados a partir de su conformación, los protocolos de comunicación, los formatos de captura y en general los procedimientos de administración de la información. Si el consejo nacional de operación de gas lo considera conveniente y factible, podrá centralizarse e integrarse la información contenida en los BEO de los diferentes transportadores en un boletín electrónico de operaciones único a nivel nacional.

Para la implementación del boletín electrónico de operaciones, los transportadores dispondrán de un plazo de tres (3) meses contados a partir de la fecha de estandarización de protocolos de comunicación por parte del consejo nacional de operación de gas.

Si el consejo nacional de operación de gas lo considera conveniente y factible, los ciclos de nominación de suministro y transporte podrán efectuarse vía fax o por cualquier otro medio idóneo para realizar estas operaciones.

2.5. Mercado secundario bilateral de transporte y suministro de gas. Los remitentes que tengan capacidad disponible secundaria y derechos de suministro de gas podrán comercializar libremente sus derechos contractuales con otros remitentes, en los términos descritos a continuación. Estas operaciones darán origen al mercado secundario bilateral de transporte y suministro de gas, que podrá iniciarse a partir de la expedición de este reglamento.

2.5.1. Liberación de capacidad firme. Los remitentes podrán liberar, total o parcialmente, temporal o permanentemente, la capacidad firme que no vayan a utilizar en un período determinado.

El remitente que vaya a liberar capacidad firme, debe indicar al CPC respectivo los términos y condiciones de dicha operación, exceptuando el precio. El CPC publicará en el boletín electrónico

de operaciones, BEO, la oferta de liberación de capacidad, sus términos y condiciones, y el nombre del remitente que libera capacidad. Dicha oferta se publicará en todos los boletines electrónicos de operación del sistema nacional de transporte.

En ningún caso, el transportador podrá adquirir capacidad liberada en el sistema nacional de transporte. El CPC deberá garantizar igualdad de condiciones en el despliegue de la información correspondiente a la capacidad disponible primaria y a la capacidad disponible secundaria.

Al efectuar la liberación, el remitente reemplazante podrá cambiar el punto de entrada y salida del contrato, con el visto bueno del CPC respectivo. Podrán realizarse desvíos, siempre y cuando no afecten los contratos de transporte de otros remitentes u operaciones de liberación de capacidad previas, cancelando los costos adicionales, si los hubiese, al transportador o a otro remitente, de conformidad con los cargos de transporte aprobados por la CREG. Una vez el CPC respectivo determine la viabilidad técnica de la operación, la cual se efectuará antes del inicio del ciclo de nominación de transporte para el siguiente día de gas, los precios y demás condiciones contractuales serán pactadas libremente entre las partes.

El remitente que ha liberado capacidad firme asignará libremente dicha capacidad a los remitentes reemplazantes, y de realizarse la transacción, informará al CPC respectivo los precios y la capacidad correspondientes. El CPC publicará en el BEO, los volúmenes y precios transados, sin indicar los agentes que intervinieron en la operación.

A menos que se acuerde la cesión del contrato con el transportador, esta operación no libera al remitente de sus obligaciones contractuales. No obstante, el remitente reemplazante estará sujeto a las demás condiciones establecidas por este RUT.

2.5.2. Liberación de derechos de suministro de gas. Los agentes podrán liberar, total o parcialmente, temporal o permanentemente, derechos de suministro de gas que no vayan a utilizar en un período determinado.

El agente que vaya a liberar derechos de suministro de gas, debe indicar al CPC respectivo los términos y condiciones de dicha operación, exceptuando el precio. El CPC publicará en el boletín electrónico de operaciones, BEO, la oferta de liberación de derechos de suministro, sus términos y condiciones y el nombre del remitente que libera estos derechos. Dicha oferta se publicará en todos los boletines electrónicos de operación del sistema nacional de transporte. En ningún caso, los productores - comercializadores podrán adquirir los derechos de suministro liberados. Los precios y demás condiciones contractuales para estas operaciones serán pactadas libremente entre las partes.

El agente que ha liberado derechos de suministro asignará libremente dichos derechos a los agentes reemplazantes, y de realizar la transacción informará al productor - comercializador el agente reemplazante con quien realizó la transacción y al CPC respectivo los precios y volúmenes correspondientes. El CPC publicará en el BEO, las cantidades de energía y precios transados, sin indicar los agentes que intervinieron en la operación. Al efectuar la liberación, el agente reemplazante podrá cambiar el punto y/o nodo de salida del contrato.

A menos que se acuerde la cesión del contrato con el productor - comercializador, esta operación no libera a los agentes de sus obligaciones contractuales. No obstante, el agente reemplazante estará sujeto a las demás condiciones establecidas por este RUT.

3. Conexiones

3.1. Responsabilidad y propiedad de la conexión y de los puntos de entrada y salida

- a) La responsabilidad por la construcción y la propiedad de la conexión podrá ser del agente, del transportador, o de un tercero;
- b) En los casos en que el transportador construya la conexión, éste cobrará un cargo por conexión al agente o agentes usuarios de dicha conexión. El cargo por conexión puede incluir la construcción de las obras que puedan requerirse para conectar el agente al sistema nacional de transporte, así como la instalación y suministro de los medidores apropiados, los equipos u otros aparatos que puedan necesitarse para permitir al transportador medir, regular e interrumpir el suministro a través de la conexión;
- c) El propietario de la conexión, será responsable por la adquisición de los terrenos, derechos y servidumbres y la obtención de las respectivas licencias y permisos requeridos para la construcción y operación de la conexión, trasladando los respectivos costos eficientes al cargo por conexión. Así mismo, será responsabilidad del propietario la operación y mantenimiento de la conexión;
- d) Los perjuicios ocasionados por reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la conexión serán responsabilidad del propietario, sin perjuicio de la obligación de dar aviso amplio y oportuno a los agentes involucrados y al CPC respectivo;
- d)(sic) El transportador no podrá condicionar la conexión de un agente a la celebración de contratos de transporte;
- e) El transportador será el propietario y el responsable por la construcción de los puntos de salida y los puntos de entrada, éste cobrará un cargo que remunere los costos eficientes correspondientes, que será pagado por el agente, y calculado de acuerdo con la metodología establecida para la remuneración de los activos del sistema nacional de transporte. El transportador deberá cumplir con las normas técnicas y de seguridad establecidas por la autoridad competente, y no podrá negarse a construir un punto de entrada o de salida siempre que la construcción de dichos puntos sea técnicamente factible;
- f) El transportador será responsable por la adquisición de los terrenos, derechos y servidumbres, si es del caso, y la obtención de las respectivas licencias y permisos requeridos para la construcción y operación de los puntos de entrada y de salida, así mismo será responsable de su operación y mantenimiento, y
- g) Los perjuicios ocasionados por reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de los puntos de salida, serán responsabilidad del transportador, sin perjuicio de la obligación de dar aviso amplio y oportuno a los agentes involucrados y al CPC respectivo.

3.2. Solicitud de cotización de conexiones, puntos de entrada y puntos de salida. Los transportadores deberán atender las solicitudes de cotización de conexión, puntos de entrada y puntos de salida a su sistema de transporte que le presente cualquier agente interesado. Para que el transportador pueda elaborar su oferta, la solicitud de cotización deberá contener como mínimo lo siguiente:

1. Condiciones técnicas bajo las cuales la requiere.

2. Información que permita al transportador evaluar los efectos técnicos y operacionales de la conexión a su sistema de transporte, incluyendo, entre otros, la ubicación de la conexión, la localización y especificaciones del medidor y de otros equipos del agente.

El transportador deberá diseñar formatos de solicitud de cotización de conexión, así como de puntos de entrada y puntos de salida para que sean diligenciados por los diferentes agentes cuando estos lo requieran. Así mismo, el transportador deberá elaborar la metodología para la determinación de costos de conexión, puntos de entrada y puntos de salida, la cual se fundamentará en la metodología y criterios generales establecidos por la CREG para la remuneración de activos del sistema nacional de transporte. Dicha metodología, así como los costos tipo para puntos de salida y puntos de entrada de diferentes capacidades deberán ser publicados en el manual del transportador. La oferta por parte del transportador contendrá como mínimo los siguientes aspectos:

a) El cargo que será aplicable si se acepta la propuesta y la fecha en la cual se terminarán las obras, si hubiere lugar a ellas;

b) La presión de entrega en los puntos de salida y de recibo en los puntos de entrada.

El transportador deberá informar al agente si su solicitud viola cualquier norma de carácter técnico o ambiental, y en tal caso no podrá presentar una oferta sobre la misma. La respuesta a la solicitud de cotización de puntos de entrada o puntos de salida debe ser puesta en conocimiento del agente interesado dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la presentación de la solicitud.

La respuesta a solicitudes de cotización de conexión debe ser puesta en conocimiento del agente interesado dentro los plazos establecidos por el transportador en el manual del transportador.

3.3. Condiciones de conexión a puntos de salida. Cuando la naturaleza del equipo de gas del remitente pueda ocasionar contrapresión o succión, u otros efectos que sean nocivos al sistema, tales como pulsaciones, vibración y caídas de presión en el sistema, el remitente deberá suministrar, instalar y mantener dispositivos protectores apropiados que eviten las posibles fallas, o mitiguen sus efectos a niveles aceptados internacionalmente, los cuales estarán sujetos a inspección y aprobación por parte del transportador, quien respetará el principio de neutralidad en tales procedimientos. Los perjuicios que por esta causa se puedan presentar en un sistema de transporte serán a cargo del remitente. Si una vez detectados estos daños, estos persisten, el transportador tiene derecho a suspender el servicio.

Las conexiones a puntos de salida deberán incluir los mecanismos que permitan establecer la calidad del gas tomado, de acuerdo con las especificaciones y la metodología de monitoreo que acuerden mutuamente el transportador y el remitente. El costo de los equipos de monitoreo, en los casos en que se requiera, será cubierto por el remitente.

El transportador no estará obligado a proporcionar el servicio de transporte hasta tanto las instalaciones del remitente cumplan con los requerimientos de las normas técnicas y de seguridad vigentes y de este RUT. El transportador podrá rehusarse a prestar el servicio de transporte, o suspender la prestación del mismo cuando encuentre que tal instalación o parte de la misma no cumple con las normas técnicas y de seguridad para recibir el servicio correspondiente.

El transportador estará obligado a inspeccionar las conexiones de un agente antes o en el momento de conectarlo al sistema de transporte, y una vez conectado, periódicamente y con

intervalos no superiores a cinco años, o a solicitud del agente, verificando el cumplimiento de las normas técnicas y de seguridad. El transportador realizará las pruebas que sean necesarias de conformidad con las normas técnicas aplicables, a fin de garantizar el cumplimiento de las condiciones de este reglamento. El costo de las pruebas que se requieran para la puesta en servicio de la conexión, estará a cargo del propietario de la misma. El transportador deberá colocar una etiqueta visible donde conste la fecha de revisión.

3.4. Conexiones a puntos de salida del sistema nacional de transporte. Exceptuando aquellas conexiones que a la fecha de entrada en vigencia de la Resolución CREG-056 de 1999, mediante la cual se establece el nuevo régimen de cargos de transporte, se encuentren incluidas en la base de activos utilizada para calcular los cargos de transporte de un sistema de transporte, los costos de conexión tendrán un tratamiento independiente de los cargos de transporte y serán cubiertos por los usuarios que se beneficien de las mismas. En todo caso, el transportador será el responsable de la administración, operación y mantenimiento de las conexiones que se encuentren incluidas en la base de activos utilizada con propósitos tarifarios.

3.5. Conexiones a puntos de entrada del sistema nacional de transporte. Los costos de las conexiones a puntos de entrada del sistema nacional de transporte, así como su administración, operación y mantenimiento, serán responsabilidad del agente que entrega gas al sistema nacional de transporte. Todo punto de entrada deberá contar con cromatógrafos de registro continuo para el monitoreo permanente de la calidad de gas entregado, cuyo costo será asumido por el productor - comercializador respectivo, así como la responsabilidad por su operación y mantenimiento.

4. Condiciones de operación del sistema de transporte de gas natural

4.1. Responsabilidad de la operación del sistema. Los transportadores deben operar y mantener sus sistemas de transporte de acuerdo con el RUT, las disposiciones que lo adicionen, modifiquen o sustituyan y con las reglas generales que establezca la CREG, el Ministerio de Minas y Energía u otra autoridad competente, de forma que asegure la prestación eficiente, confiable, continua y segura del servicio de transporte.

Los transportadores deberán entregar a la comisión y a la Superintendencia de Servicios Públicos, cuando se lo soliciten, la información que sea necesaria para verificar el cumplimiento de las normas antes mencionadas. En el evento de que no se cumpliera con los requerimientos técnicos y de seguridad, la SSPD sancionará a la empresa transportadora correspondiente en concordancia con la Ley 142 de 1994.

Cuando el transportador contrate con terceros, toda o parte de la operación del sistema de transporte, el tercero también deberá cumplir con lo previsto en el presente RUT. Esta contratación no exime de responsabilidad al transportador.

Cualquier remitente que utilice los servicios de transporte tiene derecho a exigir, sin discriminación, su prestación con la calidad, seguridad y continuidad especificadas en las normas aplicables, en este RUT y en el contrato de transporte.

4.2. Centros principales de control. La planeación, coordinación y supervisión de la operación de los sistemas de transporte será realizada por los centros principales de control, CPC. Los centros principales de control, CPC, son unidades funcionales de propiedad de cada transportador encargadas de cumplir las siguientes actividades en sus sistemas de transporte:

a) Recibir y procesar las nominaciones y renominaciones de transporte de cada remitente;

- b) Elaborar el programa de transporte de gas natural;
- c) Supervisar y coordinar la operación de los gasoductos de su propiedad o bajo su responsabilidad;
- d) Monitorear la integridad, seguridad y confiabilidad de sus gasoductos;
- e) Coordinar la atención de los desbalances y variaciones al programa de transporte;
- f) Procesar las mediciones y demás procedimientos para la liquidación de servicios de transporte;
- g) Facturar los servicios de transporte;
- h) Administrar el boletín electrónico de operaciones;
- i) Coordinar con otros CPCs la elaboración de los programas de transporte en los casos en que un remitente utilice más de un sistema de transporte;
- j) Elaborar las cuentas de balance;
- k) Informar a los remitentes el programa de mantenimiento de su sistema de transporte, y
- l) Las demás asignadas en este reglamento.

Los transportadores mantendrán en funcionamiento sus CPCs las 24 horas del día, con disponibilidad de personal técnico capacitado para atender y monitorear la operación de sus gasoductos. Cuando un transportador lo considere conveniente, podrá contratar la realización de las actividades a), b), e), f), g) y h) con un CPC de otro transportador.

Los costos de eficiencia que demande el funcionamiento de los CPCs, los gastos de administración, operación y mantenimiento, y los activos correspondientes serán remunerados al transportador a través de los correspondientes cargos de transporte.

4.3. Manual de información y procedimientos operacionales y comerciales del transportador - manual del transportador. Los transportadores deberán desarrollar un manual del transportador que incluya la información y procedimientos operacionales y comerciales más relevantes, entre los cuales están:

- a) Información y procedimientos comerciales:
 - Cargos para los diferentes servicios de transporte.
 - Contratos tipo para los diferentes servicios de transporte.
 - Procedimientos de solicitud y asignación de servicios de transporte.
 - Procedimiento de subasta de capacidad disponible primaria.
 - Procedimientos para liberación de capacidad.

- Procedimientos para solicitud de desvíos.
- Formatos y procedimientos para solicitud de conexión.
- Metodología para determinación de costos de conexiones, puntos de salida y puntos de entrada.
- Costos tipo para puntos de entrada y puntos de salida.

b) Información y procedimientos operacionales:

- Mapa del sistema de transporte.
- Capacidad máxima de gasoductos.
- Formatos del ciclo de nominación y renominación.
- Procedimientos para solución de desbalances.
- Acuerdos operativos de balance proforma.
- Procedimientos de medición.
- Plan de contingencias y coordinación de seguridad.

Con el fin de asegurar la estandarización de prácticas operacionales y comerciales, el consejo nacional de operación elaborará un manual guía dentro de los tres (3) meses siguientes a su conformación. Dicho manual servirá de base para que los transportadores elaboren su correspondiente manual dentro de los tres (3) meses siguientes a la elaboración del manual guía del transportador por parte del CNO.

El manual del transportador debe ser consistente con las estipulaciones contenidas en el RUT, estará disponible a través del BEO del transportador y deberá ser enviado a la CREG y a la SSPD para el ejercicio de sus funciones una vez sea elaborado y cada vez que sea modificado.

4.4. Registro de interrupciones. El transportador deberá elaborar un registro de interrupciones del servicio, que debe contener como mínimo la siguiente información:

- Descripción de la interrupción.
- Secuencia de la interrupción (horas y minutos).
- Demanda no atendida.
- Causas de la interrupción.
- Conclusiones y recomendaciones.

Salvo situaciones de fuerza mayor, no se admitirán interrupciones por labores de mantenimiento.

4.4.1. Estadísticas de interrupciones. Los transportadores de los diferentes sistemas de transporte deberán llevar registros discriminados de duración y frecuencia de interrupciones en la

prestación del servicio, que serán reportados anualmente a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la CREG para el ejercicio de sus funciones. Dichos reportes se elaborarán antes de finalizar el primer trimestre de cada año y deberán ser almacenados en forma magnética durante un período no inferior a tres (3) años. La base de datos correspondiente deberá estar disponible en el momento que lo soliciten las autoridades competentes.

4.4.2 .Clasificación de las interrupciones del servicio. El CNO de acuerdo con la propuesta que presenten los transportadores, elaborará una clasificación de interrupciones del servicio teniendo en cuenta su duración, causa y si estas obedecen a eventos programados o no programados.

4.4.3. Indicadores de calidad del servicio. Con base en lo anterior, la CREG establecerá, en resolución posterior los indicadores de calidad del servicio que deberán cumplir los transportadores.

4.4.4. Retiro de activos en servicio. El transportador deberá reportar al CNO y a la CREG el retiro del servicio de cualquier activo propio de la operación del gasoducto con tres meses de anticipación a la ocurrencia de dicho evento.

4.5. Nominaciones. Para cada hora del día de gas, los remitentes, diferentes a las distribuidoras, deberán nominar al CPC respectivo la cantidad de energía a transportar y al productor - comercializador o comercializador correspondiente la cantidad de energía a entregar el día de gas siguiente a la nominación.

Cualquier remitente, de común acuerdo con el transportador, con el productor- comercializador o con el comercializador, según sea el caso, podrá acordar períodos de anticipación para el envío de las nominaciones diferentes a los establecidos en el presente artículo, independientemente de la cantidad de energía nominada.

Las empresas distribuidoras deberán nominar al CPC respectivo la cantidad de energía a transportar diariamente y al productor - comercializador o comercializador correspondiente la cantidad de energía a entregar diariamente para el día de gas siguiente a la nominación. En todo caso, dichas nominaciones incluirán un perfil de la demanda horaria estimada por el distribuidor.

Es responsabilidad del remitente y de los CPCs cumplir con el ciclo de nominación establecido en el presente artículo. Los remitentes que utilicen diariamente menos del 5% de la capacidad máxima del gasoducto en el cual está localizado el punto de salida podrán entregar semanalmente al CPC el perfil típico de su demanda horaria esperada.

4.5.1. (Modificado).* Ciclo de nominación de transporte. El ciclo de nominación de transporte fija los plazos, los horarios y las etapas requeridas para permitir a los centros principales de control, CPC, programar la energía y el volumen a transportar para el siguiente día de gas. Las nominaciones deberán realizarse en unidades de energía con el poder calorífico correspondiente, como se establece a continuación:

Cuadro 1, Ciclo de nominación de transporte

Hora	Actividad
-------------	------------------

15:30	Hora límite para el recibo por parte de los CPCs, de las nominaciones efectuadas por sus remitentes.
-------	--

17:30 Hora límite para que el CPC informe a sus remitentes sobre el programa de transporte de gas natural factible y la cantidad de energía autorizada.

18:00 Hora límite para el envío de la cantidad de energía confirmada por parte de los remitentes, a los CPC respectivos.

19:00 Hora límite para la coordinación de programas de transporte entre CPC.

19:30 Hora límite para que el CPC envíe a sus remitentes el programa de transporte de gas definitivo.

PAR.—En todo caso, el ciclo de nominación de transporte se iniciará una hora y media después de concluido el despacho eléctrico, según los horarios para el despacho eléctrico determinados por la CREG, sin exceder las 15:30 horas del día anterior al día de gas.

***(Nota: Modificado por la Resolución 14 de 2003 artículo 1° de la Comisión de Regulación de Energía y Gas)**

4.5.1.1. Verificación de información de la nominación. El CPC podrá rechazar una nominación que no cumpla con el formato de nominación -confirmación establecido en este reglamento, o que no sea transmitida dentro de los términos y plazos estipulados en el ciclo de nominación de transporte. En este caso, el CPC asumirá que la cantidad de energía nominada por el remitente es igual a la del día anterior para remitentes que atiendan usuarios regulados o igual a cero para los demás remitentes.

4.5.1.2. Confirmaciones. Una vez se divulgue, dentro del horario señalado, el programa de transporte para el día de gas, el remitente deberá confirmar ante el CPC respectivo la cantidad de energía que requiere entregar o tomar del sistema de transporte correspondiente y que sea compatible con la cantidad de energía autorizada en dicho programa. El remitente o el respectivo CPC, según el caso, son responsables tanto de la cantidad de energía confirmada como de la cantidad de energía autorizada, respectivamente.

Si hay discrepancia entre la cantidad de energía autorizada y la confirmada, el CPC usará la menor cantidad de energía entre la autorizada y la confirmada.

Si durante el proceso el remitente no efectúa la correspondiente confirmación, el CPC respectivo asumirá que la cantidad de energía confirmada por dicho remitente es igual a la cantidad de energía autorizada.

Si durante el ciclo de nominación de transporte el CPC no envía la cantidad de energía autorizada al remitente, éste asumirá que la cantidad de energía autorizada es igual a la cantidad de energía nominada.

4.5.1.3. Renominaciones de transporte. El remitente podrá efectuar, y el CPC respectivo deberá aceptar, por lo menos cuatro (4) renominaciones durante el día de gas, siempre y cuando las respectivas solicitudes sean enviadas al menos con seis (6) horas de anticipación al momento en que se requiera la modificación en el flujo de gas. El CPC podrá negar la aprobación de la renominación si existen limitaciones técnicas o de capacidad demostrables en el sistema nacional de transporte.

Las cuatro renominaciones que el transportador está obligado a aceptar durante el día de gas deberán realizarse en forma sincronizada a nivel nacional en los horarios que determine el CNO.

4.5.1.4. Formato para las nominaciones, renominaciones y confirmaciones. El formato de nominación, renominación y confirmación deberá incluir como mínimo la siguiente información:

- a) Nombre del remitente e identificación del contrato de transporte;
- b) Nombre del CPC del remitente;
- c) Hora y fecha de iniciación;
- d) Hora y fecha de terminación;
- e) Hora exacta de recibo de la nominación o la renominación;
- f) Hora exacta de recibo de la confirmación;
- g) Tipo de transacción;
- h) punto de entrada;
- i) Punto de salida;
- j) Cantidad de energía nominada horaria, o diaria para el caso del distribuidor, en Mbtu, con el poder calorífico correspondiente;
- k) Cantidad de energía confirmada horaria, o diaria para el caso del distribuidor, en Mbtu, y
- l) Transportadores involucrados.

4.5.2. (Modificado).* Nominación de suministro de gas. El ciclo de nominación de suministro de gas fija los plazos, los horarios y las etapas requeridas para permitir a los productores - comercializadores y a los comercializadores programar el suministro de gas, según el caso, para el siguiente día de gas. Las nominaciones de suministro de gas deberán efectuarse como se establece a continuación:

Cuadro 2, Ciclo de nominación de suministro de gas

Hora	Actividad
14:15	Hora límite para el recibo por parte de los productores - comercializadores o comercializadores, de las nominaciones diarias efectuadas por los remitentes.
15:15	Hora límite para que el productor -comercializador o comercializador autorice a los remitentes la cantidad de energía a suministrar.
18:00	Hora límite para que los remitentes confirmen la cantidad de energía a suministrar.
19:00	Hora límite para que los productores -comercializadores o comercializadores envíen al comprador de gas el programa de suministro de gas definitivo.

PAR.—En todo caso, el ciclo de nominación de suministro se iniciará inmediatamente después de concluido el despacho eléctrico, según los horarios para el despacho eléctrico determinados por la CREG, sin exceder las 14:15 horas del día anterior al día de gas.

***(Nota: Modificado por la Resolución 14 de 2003 artículo 1° de la Comisión de Regulación de Energía y Gas)**

4.5.2.1. Verificación de información de la nominación. El productor - comercializador o el comercializador, podrá rechazar una nominación que no cumpla con el formato de nominación - confirmación que acuerden las partes, o que no sea transmitida dentro de los términos y plazos estipulados en el ciclo de nominación de suministro. En este caso, se asumirá que la cantidad de energía nominada por el remitente es igual a la del día anterior para remitentes que atiendan usuarios regulados o igual a cero para los demás remitentes.

Cualquier agente, de común acuerdo con el productor -comercializador o comercializador, podrá acordar periodos de anticipación para el envío de las nominaciones de suministro diferentes a los establecidos en el presente artículo, independientemente de la cantidad de energía nominada.

4.5.2.2. Renominaciones de suministro. El remitente podrá efectuar, y el productor - comercializador o comercializador, según el caso, deberá aceptar, por lo menos cuatro (4) renominaciones durante el día de gas, siempre y cuando las respectivas solicitudes sean enviadas al menos con seis (6) horas de anticipación al momento en que se requiera la modificación en el flujo de gas. El productor - comercializador o comercializador podrá negar la aprobación de la renominación si existen limitaciones técnicas o de capacidad en las facilidades de suministro.

Las renominaciones de suministro deberán efectuarse en forma sincronizada a nivel nacional una hora antes de las horas establecidas por el CNO para las renominaciones de transporte.

4.6. Operación del sistema

4.6.1. Obligación de mantener la estabilidad operacional del sistema de transporte. El sistema de transporte está operacionalmente estable cuando las presiones se encuentran dentro de los rangos técnicamente admisibles y permiten al transportador cumplir con sus obligaciones con todos los remitentes.

El transportador está obligado a mantener la estabilidad operacional de su sistema, de tal modo que garantice seguridad en sus instalaciones y en las instalaciones de los agentes, así como el cumplimiento de los indicadores de calidad establecidos por la CREG. Las presiones en los puntos de salida serán establecidas en los contratos, diferenciando la presión de operación normal (presión de contrato), de la presión mínima aceptable para asegurar la calidad del servicio a los agentes.

El transportador deberá definir la capacidad máxima del gasoducto para cada gasoducto de su sistema de transporte. Dicha capacidad, así como las presiones en los puntos de salida deberán ser incluidas en el BEO de cada transportador.

4.6.2. Órdenes operacionales. Cuando un sistema de transporte esté en estado de emergencia, el transportador podrá impartir órdenes operacionales a los agentes conectados a su sistema de transporte, entre las cuales podrá establecer restricciones temporales en el servicio, y tomar otras acciones necesarias para mantener la estabilidad del sistema. En los casos anteriores, el

transportador deberá comunicarle al agente las acciones correctivas a tomar de manera inmediata. Si a juicio del transportador, el agente no toma las acciones correctivas o estas son insuficientes, el transportador podrá suspender el servicio hasta lograr la estabilidad de su sistema, sin perjuicio de las compensaciones establecidas en este reglamento o las pactadas contractualmente.

Si la atención de un estado de emergencia lo hace necesario, el transportador podrá solicitar al centro nacional de despacho un redespacho eléctrico o una autorización de desviación. Si como consecuencia de dicho redespacho, se originan sobrecostos para el sistema interconectado nacional, estos sobrecostos serán asumidos, en primera instancia, por el transportador que solicitó el redespacho, sin perjuicio de que éste los traslade al agente que ocasionó la emergencia en el sistema nacional de transporte, si a ello hubiere lugar.

De acuerdo con lo anterior, se tendrá como causa de redespacho, adicional a las establecidas en el artículo 2º de la Resolución CREG-122 de 1998, que modifica el numeral 4.1 causas de redespacho del código de operación (código de redes, - Res. CREG 025/95), la siguiente:

- Aumento o reducción de la capacidad de generación de una unidad de generación térmica a gas cuando esta modificación se requiera para atender estados de emergencia del sistema nacional de transporte de gas.

4.6.3. Obligaciones del remitente. Todo remitente está en la obligación de mantenerse dentro de las cantidades de energía confirmadas para permitir la estabilidad operacional del sistema, y deberá asegurar que terceros, con los cuales tenga relaciones contractuales por el gas que remite, no afecten dicha estabilidad. El incumplimiento de esta obligación lo hará responsable por los efectos que produzca la inestabilidad operacional causada al sistema, sin perjuicio de que el remitente pueda repetir contra el tercero.

Cuando el remitente o el productor - comercializador o comercializador con quien el remitente tenga relación contractual de suministro entregue o tome más o menos cantidad de la energía confirmada, de tal forma que ponga en peligro la estabilidad del sistema, dará derecho al transportador a solicitar la corrección inmediata de la situación, o en caso de persistir la anomalía a suspender temporalmente el servicio, sin perjuicio de la aplicación de las compensaciones correspondientes.

4.6.4. Acuerdos de balance. Un acuerdo de balance es un documento escrito pactado mutuamente entre dos partes, mediante el cual se especifican los procedimientos que se utilizarán para el manejo comercial de los desbalances que presente diariamente un sistema de transporte. Podrán celebrarse acuerdos de balance, entre cualquier pareja de agentes. Al atender los desbalances de energía, el CPC tendrá el siguiente orden de prioridad:

- a) Acuerdos de balance entre remitentes;
- b) Acuerdos de balance entre remitentes y productores - comercializadores, comercializadores o almacenadores, y
- c) Acuerdos de balance entre transportadores y cualquier otro agente.

Todo remitente que suscriba un acuerdo de balance con cualquier agente diferente al transportador, deberá entregar copia de dicho acuerdo al CPC correspondiente, así mismo el transportador deberá suministrar información oportuna a sus remitentes para facilitar el manejo de desbalances por parte de cada remitente.

En aquellos casos en los cuales el transportador adquiera gas, con el propósito de corregir desbalances de energía, el transportador podrá establecer libremente el precio del gas suministrado al remitente.

El consejo nacional de operación de gas natural elaborará acuerdos de balance marco, que servirán de guía para elaborar los acuerdos de balance que utilicen los sistemas de transporte.

4.6.5. Cuenta de balance de energía. La cuenta de balance de energía es un instrumento que registra los desbalances de energía acumulados de un remitente y las acciones para corregirlos. La cuenta de balance de energía se actualizará diariamente de acuerdo con las mediciones que efectúe el transportador y con la alternativa de acuerdo de balance adoptada por los remitentes para equilibrar los desbalances.

Si los volúmenes tomados por el remitente son inferiores al 5% de la capacidad máxima del gasoducto, y el transportador no puede obtener los datos operacionales en forma diaria, la cuenta de balance podrá ser elaborada mensualmente. En este caso se utilizará el proceso de reconciliación sin que esto implique reabrir las cuentas diarias de balance de todos los remitentes del sistema de transporte.

Cuando los equipos de medición acordados por las partes lo permitan, el CPC respectivo pondrá a disposición diariamente en el BEO, a más tardar a las 12:00 horas, la cuenta de balance de energía de cada remitente, con el desbalance preliminar hasta las 24:00 horas del día anterior de gas, en el formato que el mismo disponga. Con esta información el remitente podrá conocer la cantidad de energía que tiene a favor o en contra en el inventario del gasoducto, de tal forma que si lo requiere pueda tomar acciones necesarias para hacer que la cuenta de balance tienda a cero al final del mes correspondiente.

El remitente podrá utilizar, además de las opciones descritas en el numeral 4.6.4, nominaciones diferentes de entrada y salida para equilibrar su cuentas de balance, siempre que estas nominaciones se efectúen dentro de los ciclos de nominación de suministro y transporte establecidos en el presente reglamento.

4.6.6. Rango de tolerancia. El objetivo de los remitentes y transportadores es evitar variaciones de entrada y salida. Sin embargo, el transportador aceptará que los remitentes entreguen o tomen gas dentro de los volúmenes que comprendan el rango de tolerancia por variación de entrada y variación de salida que se definirán para cada hora del día de gas, de la siguiente manera:

$$\text{Rango de tolerancia} = \left[1 - \frac{\text{Cap. programada}}{\text{Cap. gasoducto}} \right] * 100$$

Cap. gasoducto

El CPC establecerá rangos de tolerancia para cada hora del día de gas. Dichos rangos deberán ser colocados diariamente en el boletín electrónico de operaciones una vez se concluya el programa de transporte para el siguiente día de gas.

Al finalizar el día de gas, el transportador establecerá las variaciones de entrada y salida en términos de energía y las convertirá a volumen, utilizando los poderes caloríficos de la corriente de gas en los puntos de entrada y salida respectivamente.

PAR.—Para el caso de distribuidoras el CPC establecerá rangos de tolerancia diarios para cada día de gas, en forma consistente con la fórmula y procedimientos utilizados para establecer los rangos de tolerancia horarios.

4.7. Incumplimiento y compensaciones. Los agentes y transportadores están en la obligación de cumplir y hacer cumplir los términos y condiciones técnicas contenidas en el RUT.

En el caso del remitente, el incumplimiento o el cumplimiento tardío o parcial de cualquiera de las obligaciones podrá dar lugar, según el caso, a la terminación del contrato o a la suspensión del servicio, sin perjuicio de que el transportador pueda ejercer todos los demás derechos que las leyes, el presente reglamento y los contratos le concedan para el evento del incumplimiento.

En el caso del transportador el incumplimiento o el cumplimiento tardío o parcial de cualquiera de las obligaciones podrá dar lugar a las compensaciones pecuniarias del caso, adicionalmente a las sanciones que puedan disponer la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, y las contempladas en el Código Civil por responsabilidad civil contractual.

4.7.1. Compensaciones por variaciones de entrada y salida. Las variaciones de entrada y salida causadas por los agentes serán objeto de compensaciones que se establecerán de acuerdo con matrices de compensaciones por variaciones de entrada y variaciones de salida, como se muestra a continuación:

Cuadro 3. Compensaciones por variaciones de entrada y variaciones de salida.

(% del cargo de AOM y costos de compresión del gasoducto para ser multiplicado por el equivalente volumétrico de la variación de entrada o de salida).

Rango de

Tolerancia % de variación de entrada y salida con relación

% a la Cantidad de Energía Confirmada

	0 – 10%	11 – 20%	21 – 30%	31 – 40%	41 – 50%	51 – 60%	
...	...	...					
91 – 100%	$a_1 \times A$	$a_2 \times A$	$a_3 \times A$	$a_4 \times A$	$a_5 \times A$	$a_6 \times A$	$a_7 \times A$
A	$a_9 \times A$						$a_8 \times$
81 – 90%	$a_2 \times A$	$a_3 \times A$	$a_4 \times A$	$a_5 \times A$	$a_6 \times A$	$a_7 \times A$	$a_8 \times A$
71 – 80%	$a_3 \times A$	$a_4 \times A$	$a_5 \times A$	$a_6 \times A$	$a_7 \times A$	$a_8 \times A$	$a_9 \times A$
61 – 70%	$a_4 \times A$	$a_5 \times A$	$a_6 \times A$	$a_7 \times A$	$a_8 \times A$	$a_9 \times A$	$a_{10} \times A$
51 – 60%	$a_4 \times A$	$a_5 \times A$	$a_6 \times A$	$a_7 \times A$	$a_8 \times A$	$a_9 \times A$	$a_{10} \times A$
41 – 50%	$a_5 \times A$	$a_6 \times A$	$a_7 \times A$	$a_8 \times A$	$a_9 \times A$	$a_{10} \times A$	$a_{11} \times A$
31 – 40%	$a_6 \times A$	$a_7 \times A$	$a_8 \times A$	$a_9 \times A$	$a_{10} \times A$	$a_{11} \times A$	$a_{12} \times A$

$$21 - 30\% \quad a_7 \times A + a_8 \times A + a_9 \times A + a_{10} \times A + a_{11} \times A + a_{12}$$

$$C \quad C \quad C \quad C \quad C$$

$$x A + a_{13} \times A + a_{14} \times A + a_{15} \times A + a_{16} \times A +$$

$$C \quad C \quad C \quad C \quad C$$

$$11 - 20\% \quad a_8 \times A + a_9 \times A + a_{10} \times A + a_{11} \times A + a_{12}$$

$$C \quad C \quad C \quad C \quad C$$

$$x A + a_{13} \times A + a_{14} \times A + a_{15} \times A + a_{16} \times A + a_{17} \times A$$

$$C \quad C \quad C \quad C \quad C \quad C$$

$$0 - 10\% \quad a_9 \times A + a_{10} \times A + a_{11} \times A + a_{12}$$

$$C \quad C \quad C \quad C \quad C$$

$$x A + a_{13} \times A + a_{14} \times A + a_{15} \times A + a_{16} \times A + a_{17} \times A + a_{18} \times A$$

$$C \quad C \quad C \quad C \quad C \quad C \quad C$$

Convenciones:

Variaciones admitidas sin pago de compensaciones.

Compensaciones proporcionales al cargo de AOM del gasoducto.

Compensaciones proporcionales al cargo de AOM del gasoducto más el costo de compresión si llegare a requerirse.

Donde:

A= Cargo de administración, operación y mantenimiento aprobado por la CREG para el gasoducto.

C = Costos de compresión del gasoducto, si llegare a requerirse.

Los parámetros base propuestos por la CREG para la elaboración de las matrices de compensación son los siguientes:

Parámetros:

$$a_1 = 0.5$$

$$a_n = a_{(n-1)} + 0.20$$

PAR.—Para el caso específico de las empresas distribuidoras de gas las variaciones de entrada y de salida se establecerán diariamente, así como las correspondientes matrices de compensación.

A partir de los parámetros base propuestos por la comisión, el consejo nacional de operación deberá elaborar las matrices de compensación de cada gasoducto, pudiendo establecer diferentes parámetros según cada caso particular. Las matrices de compensación que establezca el CNO deberán ser sometidas a aprobación de la CREG, a más tardar dos meses después de su conformación, de lo contrario la CREG adoptará la matriz de compensación que se propone en el presente reglamento. La vigencia de las matrices de compensación será equivalente al período regulatorio para la actividad de transporte. No obstante, el consejo nacional de operación efectuará una evaluación de su aplicación al primer año de vigencia de este RUT y la enviará a la CREG. De encontrar mérito, la comisión efectuará los ajustes correspondientes.

Las compensaciones se calcularán diariamente y se facturarán mensualmente. Las compensaciones, se aplicarán sin perjuicio del pago de:

- a) El gas que se vea obligado eventualmente a adquirir el transportador para cubrir los desbalances ocasionados por los agentes, y
- b) Los costos de transporte por variaciones que excedan la capacidad contratada de un remitente. Adicionalmente, el agente que sea causante de variaciones será responsable por los daños y perjuicios causados a terceros, en los términos que la ley y los respectivos contratos lo establezcan. El agente que cause una variación de entrada o de salida pagará al transportador el monto de las compensaciones que establece el presente artículo.

Cuando el causante de una variación sea el transportador, deberá pagar una compensación igual a la que pagaría un remitente, sin perjuicio de los demás derechos que tenga el remitente en virtud de las leyes y los contratos suscritos.

4.8. Restricciones de capacidad de transporte de gas natural. La CREG, en resolución separada, establecerá los procedimientos para el manejo de restricciones transitorias de capacidad de transporte. En el entretanto, se mantendrán las disposiciones vigentes, expedidas por la autoridad competente.

4.9. Cálculo de las pérdidas de gas de un sistema de transporte. Las pérdidas de gas de un sistema de transporte serán calculadas de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\text{Pérdidas} = \sum Ce + (\text{Cai} - \text{Caf}) - \sum Ct - \sum Cop.$$

Donde:

$\sum Ce$: Sumatoria de la cantidad de energía entregada en todos los puntos de entrada del sistema de transporte, durante el período de análisis.

Cai : Cantidad de energía almacenada en el sistema de transporte al inicio del período de análisis.

Caf : Cantidad de Eenergía almacenada en el sistema de transporte al final del período de análisis.

$\sum Ct$: Sumatoria de la cantidad de energía tomada en todos los puntos de salida del sistema de transporte durante el período de análisis.

$\sum Cop$: Sumatoria de la cantidad de energía utilizada por el transportador para el funcionamiento del sistema de transporte, durante el período de análisis.

El manual del transportador deberá tener claramente establecido el procedimiento de cálculo de la cantidad de energía almacenada en el sistema de transporte (Cai y Caf).

4.9.1. Asignación de pérdidas de gas. Las pérdidas de gas del sistema de transporte que excedan del uno por ciento (1%) serán asumidas por el transportador. Las pérdidas de gas que no excedan el 1% serán distribuidas entre los remitentes en forma proporcional a la cantidad de energía transportada y serán reconocidas por éstos al transportador en la factura mensual del servicio.

El costo del transporte de las pérdidas de gas hasta el 1% está incorporado en la tarifa de transporte y por lo tanto el transportador no puede cobrar un cargo adicional por este concepto.

4.10. Custodia y título sobre el gas. El transportador ejercerá custodia sobre el gas a partir del momento en que lo entrega el remitente o quien éste designe en el punto de entrada del sistema de transporte de conformidad con los términos y condiciones del presente reglamento y hasta el momento que lo toma el remitente o a quien éste designe en el punto de salida del sistema.

Es responsabilidad del remitente garantizar que posee, controla, tiene el derecho de entregar o de hacer entregar por su cuenta el gas natural que el transportador reciba en el punto de entrada del sistema.

El remitente mantendrá libre de responsabilidad al transportador de buena fe, exento de culpa, por todo reclamo, acción o perjuicio que pudieren resultar de demandas, reclamos o acciones judiciales y extrajudiciales de terceras personas que disputen la propiedad o tenencia sobre el gas natural que se transporte. El transportador, mientras mantenga bajo su custodia el gas, mantendrá libre de responsabilidad al remitente por todo reclamo, acción o perjuicio que pudiera resultar por demandas, reclamos o acciones judiciales y extrajudiciales de terceras personas, relacionadas con dicho gas.

4.11. Oficina de atención de emergencias. Toda empresa de transporte deberá contar con un servicio de atención de emergencias, que funcione las 24 horas del día. La oficina de atención de emergencias deberá disponer de procedimientos para el manejo de emergencias y deberá llevar un registro de todas las emergencias presentadas, indicando claramente la causa, y el correctivo correspondiente.

5. Medición y facturación

5.1. Medición. Las mediciones volumétricas y la determinación de los mecanismos y procedimientos que permitan establecer la calidad del gas y su contenido energético deberán efectuarse en todos los puntos de entrada y salida del sistema nacional de transporte. Donde exista telemedición, la medición de estos parámetros se efectuará en línea sobre una base horaria. Para aquellos puntos, que no cuenten con equipos de telemedición, la determinación de volúmenes transportados, variaciones y desbalances de energía se realizará por parte del CPC, de forma tal que permitan efectuar el cierre diario de la operación. Una vez se obtengan las mediciones correspondientes a los puntos de salida que no dispongan de telemedición, se efectuarán los ajustes del caso mediante un proceso de reconciliación.

La medición o determinación, según sea el caso, de los parámetros establecidos en el presente reglamento en los puntos de salida y en los puntos de entrada del sistema nacional de transporte será realizada por el transportador.

5.2. Medición y asignación de cantidades de energía en puntos de entrada y puntos de salida

5.2.1. Medición de cantidades de energía y calidad del gas en puntos de entrada. Para realizar la medición de las cantidades de energía y la calidad del gas en puntos de entrada se dispondrán de cromatógrafos de registro continuo cuya propiedad, así como su operación y mantenimiento serán responsabilidad del productor - comercializador correspondiente. La responsabilidad de la medición de cantidades de energía será del transportador.

5.2.2. Asignación de cantidades de energía en puntos de entrada. Cuando exista más de una nominación de transporte de gas a partir del mismo punto de entrada, el productor - comercializador asignará las cantidades de energía entregadas en dicho punto entre cada uno de los remitentes. Dicha asignación podrá realizarse con base en una metodología establecida previamente entre los agentes, o a prorrata entre las nominaciones confirmadas.

5.2.3. Determinación de cantidades de energía y calidad del gas en puntos de salida. La determinación de las cantidades de energía y la calidad del gas en puntos de salida se establecerá de acuerdo con las especificaciones, periodicidad y metodología de monitoreo que acuerden mutuamente el transportador y el remitente. El costo de los equipos de monitoreo, en los casos en que se requiera será cubierto por los remitentes. La responsabilidad de la medición de cantidades de energía será del transportador.

5.3. Medición volumétrica. El volumen de gas natural entregado y tomado del sistema de transporte es el calculado por el transportador a condiciones estándar a partir de las variables determinadas por los equipos oficiales de medición, debidamente calibrados, empleando los métodos de cálculo establecidos por el fabricante en los manuales específicos para cada tipo de medidor y las recomendaciones de la asociación americana de gas, AGA (“American Gas Association”).

5.3.1. Sistema de medición. Un sistema de medición constará de un elemento primario, elementos secundarios y otros elementos:

- a) Elemento primario: Serán de carácter obligatorio y empleará los medidores homologados por el Ministerio de Desarrollo Económico - Superintendencia de Industria y Comercio, de conformidad con el Decreto 2269 de 1993 o las normas que lo modifiquen o sustituyan, o en su defecto, se emplearán las recomendaciones de la asociación americana de gas “American Gas Association”, AGA, última edición;
- b) Elementos secundarios: Serán de carácter opcional si lo requiere cualquiera de las partes. Cuando se trate de manejo de volúmenes iguales o superiores a 100.000 PCD, o su equivalente en m³, podrán utilizarse elementos electrónicos, con capacidad de computar el volumen que fluye por el medidor, almacenar la información de las variables de flujo y transmitirlas;
- c) Otros elementos: Transductores de presión y temperatura, celdas diferenciales, manómetros, termómetros, entre otros, necesarios para determinar la medición de gas.

5.3.2. Propiedad del sistema de medición. La propiedad de un sistema de medición será del productor - comercializador o del remitente, según se trate de puntos de entrada o puntos de salida, respectivamente. Los costos de las instalaciones, equipos de medición, control remoto y telemetría del flujo de gas, y equipos para la toma de muestras para analizar la calidad del gas, como parte de los sistemas de medición, estarán a cargo del propietario de éste.

Los agentes podrán adquirir los sistemas de medición al transportador o a terceros; en todos los casos los equipos cumplirán con lo previsto en las normas técnicas colombianas o las homologadas por la autoridad competente.

El transportador podrá rechazar los equipos propuestos por los agentes cuando en forma justificada no cumplan con lo anterior, o cuando puedan afectar la operación de su sistema de transporte. Cuando el transportador adquiera los sistemas de medición para puntos de salida, trasladará su valor al agente correspondiente.

5.3.3. Instalación, operación y mantenimiento de los sistemas de medición. La instalación, operación y el mantenimiento de los sistemas de medición corresponde al propietario de dichos equipos, a menos que el remitente y el transportador acuerden lo contrario. En cualquier caso el transportador inspeccionará la instalación del equipo de medición para asegurar que cumple con los requisitos técnicos establecidos. Cuando la instalación del sistema de medición no cumpla con dichos requisitos, deberá rechazarse por parte del transportador o del agente según sea el caso. Cuando el transportador efectúe la instalación, operación y el mantenimiento del equipo de medición, trasladará dichos costos al agente, previo acuerdo con éste.

5.3.4. Reparación y reposición del sistema de medición. Es obligación del agente hacer reparar o reemplazar los sistemas de medición de su propiedad, a satisfacción del transportador, dentro de los estándares técnicos, cuando se establezca que el funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos. Cuando el agente, pasados dos períodos de facturación, no tome las acciones necesarias para reparar o reemplazar los equipos de su propiedad, el transportador podrá hacerlo por cuenta del agente. Cuando sea de su propiedad, el sistema de medición podrá ser retirado por el transportador en cualquier momento después de la terminación del contrato de transporte, sin cargo al agente propietario.

5.3.5. Equipo de verificación de medición. Los agentes podrán contar con doble medición para entregas y tomas de gas, es decir un equipo principal y un equipo de verificación. El equipo de verificación de la medición tiene las siguientes finalidades:

1. Ser utilizado por el transportador para determinar la facturación cuando el medidor oficial presente descalibración o daño.
2. Ser utilizado por el agente para monitorear o evaluar su propio consumo para efectos contables o de control.

Los costos de suministro, instalación, mantenimiento y operación del equipo de verificación, serán cubiertos por el agente que requiera el equipo de verificación.

5.4. Medición de otras variables. Será responsabilidad del transportador determinar la calidad, la gravedad específica y variables como el poder calorífico, entre otras, del gas natural que entra y sale a un sistema de transporte. En aquellos casos en los cuales se conecten dos o más sistemas de transporte, el sistema de medición será acordado entre los transportadores involucrados.

5.4.1. Determinación de la temperatura de flujo. La temperatura de flujo será determinada por el transportador mediante equipos de registro continuo. En su defecto, el transportador la determinará utilizando el siguiente orden de prioridad:

1. La mejor información de campo disponible.

2. Cálculo matemático basado en los principios básicos de fluidometría; o,
3. De estar disponible, cálculo mediante software.

5.4.2. Determinación de la presión de flujo. La presión de flujo (estática y diferencial) será determinada utilizando transductores de registro continuo con capacidad de suministro de información electrónica, la cual será manejada por el computador de flujo. En su defecto se determinará a partir de la mejor información de campo, con la siguiente prioridad:

1. Transductores electrónicos ubicados en la misma corriente de flujo de gas.
2. Transductores mecánicos o manómetros ubicados en la misma corriente de flujo de gas.
3. Cualquier otro procedimiento acordado entre las partes.

5.4.3. Determinación de la supercompresibilidad del gas. La supercompresibilidad del gas será determinada por el transportador utilizando la metodología establecida por la asociación americana de gas, AGA (“American Gas Association”), en el manual para la determinación de factores de supercompresibilidad para el gas natural (“manual for the determination of supercompressibility factors for natural gas”), última edición.

5.4.4. Determinación de la gravedad específica del gas. La gravedad específica en los puntos de entrada será determinada por el transportador empleando gravitómetros de registro continuo o cromatógrafos instalados en línea. En puntos de salida, la gravedad específica podrá determinarse por el método que acuerden las partes o mediante la toma de muestras representativas de la corriente de gas para ser sometidas a cromatografía gaseosa. En los puntos donde confluyan varios gases, el transportador deberá instalar, a su cargo, cromatógrafos en línea para medir mezclas de gases.

5.4.5. Determinación del poder calorífico. El poder calorífico del gas entregado en los puntos de entrada del sistema nacional de transporte será establecido por el transportador mediante mediciones de composición de gas a través de cromatógrafos de registro continuo. Los mencionados equipos tendrán la capacidad de calcular el poder calorífico utilizando el método recomendado por la american gas association, AGA, en normas tales como la ASTM D3588-81 “Standard Method for Calculating Calorific Value and Specific Gravity (relative density) of Gaseous Fuels”, última versión.

El poder calorífico del gas tomado en los puntos de salida será determinado según la metodología y con los instrumentos que acuerden las partes.

5.4.6. Equivalencia energética del gas natural. Con base en las mediciones volumétricas y demás parámetros establecidos en los numerales anteriores, el transportador determinará diariamente la equivalencia energética del volumen de gas transportado. Dicha información será la base para establecer la liquidación de variaciones y desbalances de energía y contratos de suministro de gas.

Los procedimientos de medición establecidos en los contratos tendrán en cuenta como mínimo el tipo de medición, la frecuencia y los períodos de aplicación de los valores obtenidos.

5.5. Precisión, acceso y calibración de equipos de medición.

5.5.1. Márgenes de error en la medición. Una medición está dentro de los márgenes de error admisibles, cuando al efectuarse la verificación de la calibración del equipo de medición oficial (transductores de presión estática y temperatura, celda de diferencial, etc.) por parte del transportador, se encuentra dentro de los siguientes límites:

- a) El porcentaje de variación de cualquier equipo de medición de las variables del proceso de flujo de gas (presión estática y temperatura, celda diferencial, etc.), está dentro del margen de error de más o menos el uno por ciento ($\pm 1\%$);
- b) El porcentaje de variación de cualquier equipo de medición para determinar la gravedad específica y el poder calorífico bruto, está dentro del margen de error de más o menos el uno por ciento ($\pm 1\%$).

Una medición es inexacta si cualquiera de los porcentajes de variación de cualquier equipo de medición está por fuera de los anteriores márgenes de error. Cuando la medición sea inexacta, los equipos de medición serán calibrados a una precisión dentro de los márgenes de error establecidos.

Si el error combinado de los diferentes equipos involucrados en la medición, afecta el volumen total medido, con una desviación superior a más o menos uno por ciento ($\pm 1\%$), o si por cualquier motivo los medidores presentan fallas en su funcionamiento de modo que el parámetro respectivo no pueda medirse o computarse de los registros respectivos, durante el período que dichos medidores estuvieron fuera de servicio o en falla, el parámetro se determinará con base en la mejor información disponible y haciendo uso del primero de los siguientes métodos que sea factible (o de una combinación de ellos), en su orden:

1. Los registros del segundo medidor o medidor de verificación siempre que cumpla con los requisitos indicados en el literal a) del presente numeral. Si existe inexactitud en los medidores, se empleará lo previsto en el numeral 3º siguiente.
2. Corrección del error, si el porcentaje de inexactitud se puede averiguar mediante calibración o cálculo matemático, si ambas partes manifiestan acuerdo.
3. Cualquier otro método acordado por las partes.

5.5.2. Fraudes a la conexión o al equipo de medición. En caso de que se verifique que un agente ha cometido fraude a las conexiones o equipos de medición, la parte afectada podrá suspender el servicio y aplicar las sanciones previstas dentro del contrato. Adicionalmente, la parte infractora deberá cancelar el consumo no medido de acuerdo con el procedimiento establecido en el numeral 5.5.1 del presente reglamento. La reincidencia en el fraude dará lugar a la terminación del contrato. Dicha actuación deberá adelantarse con la plena garantía del derecho de defensa del agente.

5.5.3. Calibración de equipos de medición

5.5.3.1. Primera calibración. La primera calibración de los equipos de medición del gas instalados en cada uno de los puntos de entrada o salida del sistema de transporte, será realizada por el transportador o por una firma certificada por las autoridades competentes. Los costos de eficiencia en que éste incurra serán a cargo del propietario.

5.5.3.2. Verificación de la calibración. La exactitud de todos los sistemas de medición del sistema de transporte será verificada por el transportador a intervalos pactados contractualmente entre las partes, en presencia de los representantes del agente. La verificación de la calibración de los medidores la realizará el transportador *in situ*, o en sus propios laboratorios, o podrá contratarla con firmas debidamente autorizadas, y su costo de eficiencia será asumido por el propietario de los equipos de medición. Para la realización de dichas calibraciones se aplicarán las normas técnicas correspondientes aprobadas por el Ministerio de Desarrollo o por la autoridad competente.

Será derecho del agente y del transportador solicitar en cualquier momento una verificación especial del medidor, en cuyo caso las partes cooperarán para llevar a cabo dicha operación. El costo de esta prueba especial será a cargo de quien la solicite a menos que como resultado de dicha prueba se detecte una descalibración, en cuyo caso dichos costos correrán a cargo del propietario del equipo.

El transportador dará aviso al agente sobre la fecha y hora en que se efectuará la prueba de verificación de calibración o de inspección de los equipos, por lo menos con (3) tres días hábiles de anticipación a fin de que la otra parte pueda disponer la presencia de sus representantes. Si dado el aviso requerido el agente no se presenta, el transportador podrá proceder a realizar la prueba y a hacer los ajustes necesarios informando sobre las medidas correctivas tomadas al agente. El agente podrá solicitar aclaración o información adicional sobre las pruebas o ajustes realizados.

5.5.4. Acceso a los sistemas de medición. Las partes tendrán acceso permanente a los sistemas de medición para tomar lecturas, verificar calibración, mantener e inspeccionar las instalaciones, o para el retiro de sus bienes.

El transportador y el remitente o sus representantes tendrán el derecho de estar presentes en los momentos de instalación, lectura, limpieza, cambio, mantenimiento, reparación, inspección, prueba, calibración o ajuste de los equipos de medición utilizados para la facturación. Los registros de tales equipos se mantendrán a disposición de las partes junto con los cálculos respectivos para su inspección y verificación.

5.5.5. Registros de medición. El transportador y el remitente conservarán los originales de todo dato de pruebas, gráficos, archivos magnéticos o cualquier otro registro de medición similar por el lapso que fuere exigido por el Código de Comercio para la conservación de documentos, contado a partir de la fecha de realización de medición.

5.5.6. Control de entregas y recepciones. Los transportadores pondrán a disposición de los remitentes, durante los cinco (5) primeros días de cada mes, la información relacionada con volumen, poder calorífico, presión y temperatura medidas. También el transportador deberá notificar a los remitentes sobre cualquier cambio que ocurra en el sistema indicando los motivos que justificaron dicho cambio. A solicitud de cualquier remitente, el transportador le informará otros parámetros relacionados con sus puntos de entrada y salida.

5.6. Obligaciones de los agentes y transportadores

5.6.1. Obligaciones del transportador. Con relación a los procedimientos de medición, son obligaciones del transportador las siguientes:

1. No ejecutar ningún contrato de transporte hasta tanto no se cuente con los medidores debidamente instalados, o no se haya definido por las partes una metodología de medición de conformidad con lo establecido para puntos de salida en los numerales 5.1 a 5.5 de este reglamento.
2. Realizar la medición de los parámetros arriba señalados, con la periodicidad establecida en el RUT para puntos de entrada, o la que establezcan las partes para puntos de salida.
3. Tomar las precauciones razonables para que no se alteren los medidores.
4. Facilitar el acceso al remitente a sistemas de medición.
5. Colocar en el BEO la información indicada en el presente reglamento.

La falta de medición del consumo, por acción u omisión de la empresa transportadora, le hará perder el derecho al cobro del servicio de transporte. La que tenga lugar por acción u omisión del agente, justificará la suspensión del servicio o la terminación del contrato, sin perjuicio de que el transportador determine el consumo en las formas a las que se refiere el artículo 146 de la Ley 142 de 1994, cuando esta práctica sea posible.

5.6.2. Obligaciones del agente. Con relación a los procedimientos de medición, son obligaciones del agente las siguientes:

1. No entregar/recibir gas hasta tanto se hayan instalado los medidores respectivos, o no se haya definido por las partes una metodología de medición de conformidad con lo establecido para puntos de salida en los numerales 5.1 a 5.5 de este reglamento.
2. Mantener un espacio adecuado para los medidores y equipo conexo. Dicho espacio deberá permanecer adecuadamente ventilado, seco y libre de vapores corrosivos, no sujeto a temperaturas extremas y de fácil acceso para el transportador.
3. No adulterar, modificar, ni retirar medidores u otros equipos, ni permitir el acceso a los mismos salvo al personal autorizado por el transportador, con excepción de los eventos en que se requiera su reparación o reemplazo.
4. Tomar precauciones razonables para que no se alteren los medidores.
5. Facilitar el acceso al transportador a los sistemas de medición.

5.7. Facturación. La facturación de servicios de transporte se efectuará mensualmente de acuerdo con el equivalente volumétrico de la cantidad de energía medida en el punto de entrada, indicando en forma independiente los cargos asociados al servicio de transporte, otros servicios, compensaciones, pérdidas de gas y los costos de desbalances de energía. El transportador y el remitente mantendrán disponibles las lecturas y gráficas, y los archivos magnéticos pertinentes para verificar la exactitud de cualquier estado de cuenta, factura o cómputo.

Las facturas de cobro contendrán, como mínimo, la siguiente información:

- a) Nombre de la empresa responsable de la prestación del servicio;
- b) Nombre del remitente y punto de entrada y salida del gas;

- c) Período de facturación por el cual se cobra el servicio de transporte;
- d) El volumen total de gas transportado referido a condiciones estándar;
- e) Poder calorífico del gas natural;
- f) Fechas máximas de pago oportuno, fecha de suspensión y/o corte del servicio y valor total de la factura;
- g) Los cargos autorizados por la comisión;
- h) Valor de las deudas atrasadas;
- i) Sanciones de carácter pecuniario;
- j) Compensaciones mensuales por variaciones;
- k) Otros cobros autorizados;
- l) Plazo y modo en el que el remitente debe efectuar el pago de la factura.

5.8. Reconciliaciones. Para aquellos usuarios que no cuenten con equipo de telemedición en operación, se liquidará el valor de la factura tan pronto como el CPC disponga de las lecturas de los parámetros correspondientes, efectuando los ajustes necesarios a los parámetros estimados por el CPC para liquidar los costos asociados a los servicios de transporte prestados, compensaciones y cuentas de balance correspondientes. En ningún momento dichas reconciliaciones afectarán los cargos establecidos a remitentes que cuenten con equipos de telemedición.

6. Estándares y normas técnicas aplicables.

Los estándares, normas técnicas y de seguridad que deberán aplicar para el diseño, construcción, operación, mantenimiento y puesta en marcha del sistema nacional de transporte, tomarán en consideración la compilación del código de normas técnicas y de seguridad efectuada por el Ministerio de Minas y Energía.

6.1. Cumplimiento de normas y estándares. El sistema de transporte y las conexiones existentes o futuras deben cumplir con los requisitos establecidos por las normas técnicas colombianas, expedidas por el Icontec o, en su defecto, las aceptadas por la Superintendencia de Industria y Comercio o el Ministerio de Minas y Energía, el cual las compilará en un reglamento de normas técnicas y de seguridad en gas combustible. En caso de no disponerse de normas fijadas por estas entidades, se adoptarán las normas aplicables emitidas por una de las siguientes agremiaciones:

AGA: American Gas Association

ANSI: American National Standards Institute

API: American Petroleum Institute

ASME: American Society of Mechanical Engineers

ASTM: American Society for Testing and Materials

AWS: American Welding Society

DOT: Department of Transportation

IEC: International Electrothechnical Comission

NACE: National Association of Corrosion Engineers

NEMA: National Electrical Manufacturing Association

NFPA: National Fire Protection Association

UL: Underwrite Laboratories Inc.

En materia de seguridad también deberá acogerse el reglamento de normas técnicas y de seguridad en gas combustible compilado por el Ministerio de Minas y Energía y a toda la reglamentación que sobre la materia expida el Ministerio de Minas y Energía.

Las normas ambientales a las que deberán acogerse todos aquellos a los cuales aplique este reglamento, serán aquellas expedidas por el Ministerio del Medio Ambiente, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 4º numerales 10 y 25 de la Ley 99 de 1994 y demás que la modifiquen, deroguen o adicionen; o aquellas que establezcan otras autoridades ambientales competentes.

El transportador estará obligado a comunicar al propietario de la conexión, las normas específicas que deberán cumplirse y se abstendrá de prestar el servicio de transporte a través de las conexiones, en los puntos de entrada o en los puntos de salida de su sistema de transporte, que no cumplan con los requisitos técnicos y de seguridad establecidos por las normas y estándares aplicables.

6.2. Resolución de conflictos sobre normas técnicas. Las discrepancias entre normas internacionales aplicables deberán ser resueltas por el Ministerio de Minas y Energía, así como las que se presenten entre el transportador y el propietario de la conexión.

6.3. Calidad del Gas. El gas natural entregado al transportador por el agente, en el punto de entrada del sistema de transporte y por el transportador en el punto de salida, deberá cumplir con las siguientes especificaciones de calidad:

Cuadro 7. Especificaciones de calidad del Gas Natural.

Especificaciones	Sistema internacional	Sistema inglés
-------------------------	------------------------------	-----------------------

Máximo poder calorífico

bruto (GHV) (Nota 1)	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
-------------------------------	------------------------	---------------------------

Mínimo poder calorífico

bruto (GHV) (Nota 1)	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
-------------------------------	------------------------	-------------------------

Contenido líquido (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S Máximo	6 mg/ m ³	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo		
en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , máximo en %		
volumen	3	3
Contenido de inertes máximo		
en % volumen (Nota 3)	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo		
en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido de agua máximo	97 mg/m ³	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49°C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	4.5°C	40°F
Contenido máximo de polvos		
y material en suspensión (Nota 4)	1.6 mg/m ³	0.7 grano/1.000 pc

Nota 1: Todos los datos referidos a metro cúbico o pie cúbico de gas se referencian a condiciones estándar.

Nota 2: El gas natural deberá entregarse con una calidad tal que no forme líquido, a las condiciones críticas de operación del sistema de transporte. La característica para medir la calidad será el “Cricondentherm” el cual será fijado para cada caso en particular dependiendo del uso y de las zonas donde sea utilizado el gas.

Nota 3: Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, nitrógeno y oxígeno.

Nota 4: El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.

Salvo acuerdo entre las partes, el productor-comercializador y el remitente están en la obligación de entregar gas natural a la presión de operación del gasoducto en el punto de entrada hasta las 1200 Psia, de acuerdo con los requerimientos del transportador. El agente que entrega el gas no será responsable por una disminución en la presión de entrega debida a un evento atribuible al transportador o a otro agente usuario del sistema de transporte correspondiente.

Si el gas natural entregado por el agente no se ajusta a alguna de las especificaciones establecidas en este RUT, el transportador podrá rehusar aceptar el gas en el punto de entrada.

6.3.1. Verificación de la calidad. Es responsabilidad del transportador verificar la calidad del gas que recibió. Una vez que el transportador recibe el gas en el sistema de transporte, está aceptando que este cumple con las especificaciones de calidad. Para la verificación de la calidad del gas el productor-comercializador deberá instalar en los puntos de entrada, analizadores en línea que permitan determinar, como mínimo:

- a) Poder calorífico del gas;
- b) Dióxido de carbono;
- c) Nitrógeno;
- d) Oxígeno;
- e) Gravedad específica;
- f) Cantidad de vapor de agua;
- g) Sulfuro de hidrógeno, y
- h) Azufre total.

En el punto de salida, el transportador deberá estar en capacidad de garantizar mediante los equipos adecuados o mediante la metodología y periodicidad que acuerden las partes, la calidad del gas entregado.

6.3.2. Cumplimiento de las especificaciones de CO₂. Para el cumplimiento de las especificaciones de contenido de CO₂ en el gas natural entregado por un agente al transportador, se establece un período de transición de dos (2) años contados a partir de la expedición del presente reglamento.

Si el gas natural entregado por el agente no se ajusta al contenido máximo de CO₂ establecido en el RUT, el transportador podrá rehusarse a aceptar el gas en el punto de entrada, o podrá solicitar al remitente el pago de los costos que demande transportar gas por fuera de la especificación establecida en el presente reglamento. Dichos costos se establecerán respetando el principio de neutralidad que señala la ley.

6.3.3. Entrega de gas natural por fuera de las especificaciones establecidas. Si el gas natural entregado por el remitente es rechazado por el transportador, por estar fuera de las especificaciones de calidad establecidas en este RUT, el remitente deberá responder por todas las obligaciones que posea con los demás agentes involucrados.

Si el transportador entrega gas natural por fuera de las especificaciones de calidad establecidas, el remitente podrá negarse a recibir el gas y el transportador deberá responder por el perjuicio causado.

6.4. Expedición de normas técnicas y de seguridad. Con el objeto de garantizar la calidad y seguridad del servicio de transporte, de conformidad con lo establecido en el artículo 67.1 de la Ley 142 de 1994, el Ministerio de Minas y Energía señalará los requisitos técnicos que deben cumplir las obras, equipos y procedimientos que utilicen las empresas de transporte.