

# Resolución CREG 071 de 1999 REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (RUT)

Actualizada a 28 de febrero de 2025

**CNO-Gas**

*Consejo Nacional de Operación de Gas Natural*





**RESOLUCIÓN CREG 071 DE 1999  
REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE  
DE GAS NATURAL (RUT)**

Actualizada a 28 de febrero de 2025

Editor:

Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO-GAS)

Dirección y revisión:

Fredi E. López Sierra

Secretario técnico CNO-Gas

Hernán D. Salamanca Ávila

Asistente CNO-Gas

Luz S. Guana Martínez

Asistente administrativa CNO-Gas

Revisión y actualización normativa:

Nora Palomo García

Abogada

Especialista en derecho energético

Corrección ortotipográfica y edición:

Azucena Martínez Alfonso

Editores-correctores

Bogotá: CNO-Gas, febrero de 2025

## TABLA DE CONTENIDO

Presentación	15
Nota al lector	17
Criterios orientadores	19
RESOLUCIONES CREG MODIFICATORIAS DE LA RESOLUCIÓN 071 DE 1999, ACTUALIZADA A FEBRERO 28 DE 2025	21
<a href="#">RESOLUCIÓN CREG 071 DE 1999</a> “POR LA CUAL SE ESTABLECE EL REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (RUT)”	25
ANEXO GENERAL REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (RUT)	29
1. PRINCIPIOS GENERALES	29
1.1. DEFINICIONES	29
Acceso al Sistema Nacional de Transporte de gas natural	29
Acceso físico al Sistema Nacional de Transporte de gas natural	29
Acuerdo de balance	30
Acuerdo operativo	30
Acuerdo operativo de balance	30
Agentes	30
Agentes operacionales	30
Almacenador	31
Año de gas	31
Boletín electrónico central (BEC)	31
Boletín electrónico de operaciones (BEO)	31

Calidad del gas	32
Cantidad de energía	32
Cantidad de energía autorizada	32
Cantidad de energía confirmada	32
Cantidad de energía entregada	32
Cantidad de energía nominada	33
Cantidad de energía tomada	33
Capacidad contratada	33
Capacidad de transporte de ampliación	33
Capacidad de transporte demandada (CTD)	33
Capacidad disponible primaria	34
Capacidad disponible primaria asociada a proyectos del PAG	34
Capacidad disponible primaria asociada a transportador incumbente	34
Capacidad disponible secundaria	34
Capacidad firme	35
Capacidad futura	35
Capacidad interrumpible	35
Capacidad máxima del gasoducto	35
Capacidad para estaciones de compresión (CCOMP)	35
Capacidad programada	36
Capacidad temporal (CTEMP)	36
Cargo por conexión a un sistema de transporte	36
Centros principales de control (CPC)	36
Ciclo de nominación de suministro de gas	37
Ciclo de nominación de transporte	37
Comercialización mayorista de gas natural	37
Comercialización minorista de gas natural	37
Comercializador	38
Comercializador de gas importado	38
Comisión o CREG	38
Computador de flujo	39
Condición de probable escasez	39
Condiciones estándar	39
Conexión	40
Confirmación	40
Congestión contractual	40
Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO)	40

Contrato de conexión al Sistema Nacional de Transporte	41
Contrato de opción de compra de transporte (OCT)	41
Contrato de transporte con firmeza condicionada (CFCT)	41
Contrato de transporte con interrupciones	41
Contrato de transporte de contingencia	42
Contrato de transporte firme de capacidades trimestrales (CCT)	42
Contrato de transporte o contrato	42
Contrato firme o que garantiza firmeza	42
Cuenta de balance	43
Densidad relativa	43
Derechos de suministro de gas	43
Desbalance de energía	43
Desvío	43
Día d+1	44
Día d+2	44
Día d-1	44
Día d-2	44
Día de gas	44
Distribuidor de gas combustible por redes de tubería	44
Empaquetamiento	45
Equipo de telemetría	45
Estaciones de entrada	45
Estaciones de salida	45
Estaciones entre transportadores	46
Estaciones para transferencia de custodia	46
Estado de emergencia	47
Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña	47
Eventos eximentes de responsabilidad en transporte	47
Fecha de congestión contractual de largo plazo	48
Gas de empaquetamiento	48
Gas de parqueo	48
Gas natural	48
Gasoducto de conexión	48
Gasoducto dedicado	49
Gestor del mercado	49
GPRS	49
Instalaciones del agente	49

Interconexión internacional de gas natural	50
Loop	50
Manual del transportador	50
Mercado mayorista de gas natural	50
Mercado minorista de gas natural	51
Mercado primario de capacidad de transporte	51
Mercado primario de suministro	51
Mercado secundario de suministro	51
Nominación de servicio de transporte	51
Nominación de suministro de gas	52
Número de identificación del usuario (NIU)	52
Número de wobbe (índice de wobbe)	52
Operador de red (OR)	52
Parqueo	53
Participantes del mercado	53
Poder calorífico superior	53
Prestador del servicio de transporte o transportador	54
Procesador de gas en el SNT	54
Proceso úselo o véndalo de corto plazo de capacidad de transporte	54
Proceso úselo o véndalo de largo plazo de capacidad de transporte	55
Productor de gas natural	55
Productor-comercializador	55
Programa de transporte	55
Puerta de ciudad	56
Punto de entrada	56
Punto de inicio del servicio	56
Punto de rocío de hidrocarburos	56
Punto de salida	57
Punto de terminación del servicio	57
Punto de transferencia	57
Punto de transferencia de custodia	57
Puntos estándar de entrega	58
Rango de tolerancia	58
Reconciliación	58
Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT)	58
Remitente	58
Remitente cesionario	59

Remitente de corto plazo	59
Remitente potencial	59
Remitente primario	59
Remitente secundario	59
Renominación	60
Responsable de la nominación de transporte	60
Restricciones de capacidad de transporte	60
SCADA	60
Servicio de transporte de gas natural o servicio	60
Sistema de almacenamiento	61
Sistema de medición	61
Sistema de transporte	61
Sistema Nacional de Transporte (SNT)	61
Sistema Regional de Transporte (SRT)	61
Sistema Troncal de Transporte (STT)	62
Spread	62
Subasta	62
Superintendencia o SSPD	63
Telemetría	63
Titular de capacidad de transporte	63
Trimestres Estándar	63
Unidad terminal remota (UTR)	63
Variación de entrada	64
Variación de salida	64
Variación de salida negativa	64
Variación de salida neta	65
Variación de salida positiva	65
Volumen estándar de gas natural	65
1.2. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL	65
1.2.1. Objetivos	65
1.2.2. Alcance	66
1.3. SEGUIMIENTO Y MODIFICACIÓN DEL RUT	66
1.4. CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL	67
1.5. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y VIGENCIA	71

2. ACCESO Y PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE TRANSPORTE	71
2.1. ACCESO AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE Y SUS SERVICIOS	71
2.1.1. Compromiso de acceso	71
2.1.2. Imposición de acceso físico a los sistemas de transporte	72
2.1.3. Acceso a gasoductos dedicados	73
2.2. PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE TRANSPORTE	74
2.2.1. Asignación de capacidad disponible primaria	75
2.2.2. Desvíos	80
2.2.3. Contratos de servicio de transporte	81
2.3. Servicio de almacenamiento	83
2.4. BOLETÍN ELECTRÓNICO DE OPERACIONES (BEO)	83
3. CONEXIONES	84
3.1. RESPONSABILIDAD Y PROPIEDAD DE LA CONEXIÓN Y DE LOS PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA	84
3.2. SOLICITUD DE COTIZACIÓN DE PUNTOS DE ENTRADA Y PUNTOS DE SALIDA	88
3.3. CONDICIONES DE CONEXIÓN	90
3.4. CONEXIONES Y ESTACIONES PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE SALIDA	91
3.5. CONEXIONES Y ESTACIONES PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE ENTRADA	92
3.6. ESTACIONES PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA ENTRE TRANSPORTADORES DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE O CON INTERCONEXIONES INTERNACIONALES PARA EXPORTACIÓN	92
3.6. (Sic) COSTOS MÁXIMOS DE CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA	93
4. CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL	94
4.1. RESPONSABILIDAD DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA	94
4.2. CENTROS PRINCIPALES DE CONTROL	95
4.3. MANUAL DE INFORMACIÓN Y PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES Y COMERCIALES DEL TRANSPORTADOR –MANUAL DEL TRANSPORTADOR–	96

4.4. REGISTRO DE INTERRUPCIONES	97
4.4.1. Estadísticas de interrupciones	98
4.4.2. Clasificación de las interrupciones del servicio	98
4.4.3. Indicadores de calidad del servicio	98
4.4.4. Retiro de activos en servicio	98
4.5. NOMINACIONES	99
4.5.1. Ciclo de nominación de transporte	99
4.5.1.1. Verificación de información de la nominación	100
4.5.1.2. Confirmaciones	103
4.5.1.3. Renominaciones de transporte	103
4.5.1.4. Formato para las nominaciones, renominaciones y confirmaciones	104
4.5.2. Ciclo de nominación de suministro de gas	105
4.5.2.1. Verificación de información de la nominación	106
4.5.2.2. Renominaciones de suministro	106
4.6. OPERACIÓN DEL SISTEMA	107
4.6.1. Obligación de mantener la estabilidad operacional del sistema de transporte	107
4.6.2. Órdenes operacionales	107
4.6.3. Obligaciones del remitente	108
4.6.4. Acuerdos de balance	109
4.6.5. Cuenta de balance de energía	110
4.6.6. Rango de tolerancia	111
4.7. INCUMPLIMIENTO Y COMPENSACIONES	111
4.7.1. Compensaciones por variaciones de entrada y salida	112
4.8. RESTRICCIONES DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL	116
4.9. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE GAS DE UN SISTEMA DE TRANSPORTE	116
4.9.1. Asignación de pérdidas de gas	117
4.10. CUSTODIA Y TÍTULO SOBRE EL GAS	117
4.11. OFICINA DE ATENCIÓN DE EMERGENCIAS	118
5. MEDICIÓN Y FACTURACIÓN	118
5.1. MEDICIÓN	118
5.2. MEDICIÓN Y ASIGNACIÓN DE CANTIDADES DE ENERGÍA EN PUNTOS DE ENTRADA Y PUNTOS DE SALIDA	119

5.2.1. Medición de cantidades de energía y calidad de gas en estaciones de transferencia de custodia, de entrada	119
5.2.2. Asignación de cantidades de energía en puntos de entrada	120
5.2.3. Determinación de cantidades de energía y calidad del gas en estaciones de salida	120
5.2.4. Medición de cantidades de energía y calidad del gas en estaciones de transferencia de custodia entre transportadores	121
5.3. MEDICIÓN VOLUMÉTRICA	122
5.3.1. Sistemas de medición	122
5.3.2. Propiedad de los sistemas de medición para transferencia de custodia	123
5.3.3. Instalación, operación y mantenimiento de los sistemas de medición	124
5.3.4. Reparación y reposición del sistema de medición	124
5.3.5. Equipo de verificación de medición	125
5.4. MEDICIÓN DE OTRAS VARIABLES	125
5.4.1. Determinación de la temperatura de flujo	126
5.4.2. Determinación de la presión absoluta de flujo	126
5.4.3. Determinación del factor de compresibilidad del gas	127
5.4.4. Determinación de la gravedad específica del gas	127
5.4.5. Determinación del poder calorífico	128
5.4.6. Equivalencia energética del gas natural	129
5.5. PRECISIÓN, ACCESO Y CALIBRACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN	129
5.5.1. Márgenes de error en la medición	129
5.5.2. Fraudes a la conexión o al equipo de medición	130
5.5.3. Calibración de equipos de medición	131
5.5.3.1. Primera calibración	131
5.5.3.2. Verificación del equipo de medición	131
5.5.4. Acceso a los sistemas de medición	132
5.5.5. Registros de medición	133
5.5.6. Control de entregas y recepciones	133
5.6. OBLIGACIONES DE LOS AGENTES Y TRANSPORTADORES	133
5.6.1. Obligaciones del transportador	133
5.6.2. Obligaciones del agente	135
5.7. FACTURACIÓN	136
5.8. RECONCILIACIONES	136
5.9. INSALVABLES RESTRICCIONES O GRAVE EMERGENCIA	136

6. ESTÁNDARES Y NORMAS TÉCNICAS APLICABLES	138
6.1. CUMPLIMIENTO DE NORMAS Y ESTÁNDARES	138
6.2. RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS SOBRE NORMAS TÉCNICAS	139
6.3. CALIDAD DEL GAS	140
6.3.1. Punto de rocío de hidrocarburos	141
6.3.2. Verificación de la calidad	142
6.3.3. Cumplimiento de las especificaciones de CO <sub>2</sub>	144
6.3.4. Entrega de gas natural por fuera de las especificaciones establecidas	144
6.3.5. Intercambiabilidad de gas	145
6.4. EXPEDICIÓN DE NORMAS TÉCNICAS Y DE SEGURIDAD	146
SIGLAS Y ACRÓNIMOS	147



## PRESENTACIÓN

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO-Gas), en cumplimiento de las funciones asignadas por la Ley 401 de 1997, el Decreto 1175 de 1999, la Resolución 071 del 3 de diciembre de 1999 de la CREG y demás normas que regulan la materia, pone a disposición de los agentes del sector la cuarta actualización del Reglamento Único de Transporte (RUT), con fecha de corte de la información a 28 de febrero de 2025.

Esta versión digital, que esperamos les resulte útil y de fácil consulta, mantiene el propósito, la metodología, los criterios orientadores, el enlace o vinculación de las normas citadas en el texto con las fuentes externas, el uso de marcadores para facilitar el acceso al contenido y la navegación por el documento, así como los elementos gráficos y editoriales de la publicada en mayo de 2024, puntualmente, la carátula y el diseño interior.

En materia de contenido, encontrarán que las definiciones se ordenaron en estricto orden alfabético para facilitar la búsqueda y consulta de los temas. Por lo demás, sea pertinente anotar que en el mismo texto del RUT se señalan las normas que lo modifican, adicionan o complementan, teniendo en cuenta el rigor de la interpretación jurídica, que debe observarse en cuanto a la concordancia de las disposiciones que regulan la misma materia.

Agradezco una vez más a quienes colaboraron en las distintas etapas de este proceso que hoy culmina, la disponibilidad, responsabilidad y dedicación que en todo momento demostraron. Confiamos en que los propósitos que animaron este esfuerzo se cumplan y que el resultado satisfaga las necesidades de quienes lo consulten.

Fredi E. López Sierra  
Secretario técnico  
CNO-Gas



## NOTA AL LECTOR

La presente actualización del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), recoge las modificaciones, adiciones, complementaciones, derogatorias a la [Resolución CREG 071 de 1999](#), expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), hasta el 28 de febrero de 2025.

Respecto a la [Resolución CREG 102 015 de 2025](#) es pertinente señalar que, en su artículo 47, derogó algunas disposiciones, entre ellas la [Resolución CREG 186 de 23 de septiembre de 2020](#), y en el artículo 46 dispuso la siguiente transición regulatoria: “Las nuevas disposiciones contenidas en la presente resolución aplicarán a partir del 1° de junio de 2025, relativo al primer Trimestre Estándar de negociación que ocurrirá entre junio y agosto del año de gas 2025”. Mientras ello ocurre, continuará vigente la [Resolución CREG 186 de 2020](#) y sus modificaciones, razón por la cual en algunas definiciones del RUT se referencian ambas disposiciones.

Por tratarse de un documento de orientación y consulta, su uso y aplicación queda bajo la responsabilidad del lector y no compromete al Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO-Gas), promotor de esta publicación.



## CRITERIOS ORIENTADORES

En la presente actualización del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural se aplicaron los siguientes criterios orientadores:

1. El marco normativo revisado corresponde, de manera estricta, al establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en la Resolución CREG 071 de 1999, en relación con la actividad de transporte de gas natural en el Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.
2. La actualización del contenido se orientó a identificar de manera precisa las modificaciones, adiciones y derogatorias de lo dispuesto en la norma general (Resolución CREG 071 de 1991) hasta la fecha de corte establecida (febrero 28 de 2025), para dejar solo los mandatos vigentes y atender así el propósito del CNO-Gas. Con tal fin fueron consultadas las leyes, decretos y reglamentos expedidos por las autoridades competentes, el Ministerio de Minas y Energía, las resoluciones adoptadas por la CREG y la jurisprudencia de las Altas Cortes en relación con la misma temática.
3. En relación con la derogatoria se tuvo en cuenta tanto la expresa como la tácita. En el primer caso, la que ha sido dispuesta de manera expresa por la nueva norma, esto es, la que se retira del reglamento por decisión del mandato posterior. En el caso de la derogatoria tácita, es decir, cuando se adopta una nueva norma que resulta contraria a la norma anterior o cuando una nueva regulación integral modifica algunas normas del RUT, se realizó el ejercicio interpretativo con el fin de establecerla.
4. La revisión y actualización no comprendió la valoración jurídica de la norma con el fin de establecer su validez a la luz del régimen jurídico vigente.
5. En el texto revisado y actualizado del RUT se encuentran las disposiciones vigentes en la fecha de corte (febrero 28 de 2025), es decir, no contiene ni los antecedentes ni los conceptos

o disposiciones derogadas, puesto que no se trata de una valoración histórica del reglamento y su normativa. En virtud de lo anterior, el texto contiene:

- a) las normas vigentes de la Resolución CREG 071 de 1999, las cuales aparecen sin ninguna anotación normativa en la columna derecha;
  - b) las disposiciones modificadas, adicionadas o introducidas, identificables porque presentan en la columna derecha, la norma correspondiente;
  - c) las concordancias internas y externas, destacadas con cursivas en la columna derecha; y
  - d) las notas aclaratorias, ubicadas debajo de la disposición correspondiente, separadas por una raya.
6. La edición, entendida en este caso como la preparación del texto en orden a su legibilidad y facilidad de consulta, comprendió:
- a) la revisión ortotipográfica,
  - b) la unificación del tratamiento de siglas y niveles de titulación,
  - c) la vinculación o enlace de las normas citadas en el RUT con el documento fuente, para su consulta en línea en caso de que los usuarios deseen examinarlas en detalle, y
  - d) la creación de marcadores en el PDF, para facilitar la navegación y el acceso al contenido.

Los anteriores aspectos responden al interés del CNO-Gas de entregar, a los agentes del sector de gas natural y a los interesados en las diversas tareas que realizan en su actividad de transporte, un documento que les facilite el acceso a la normatividad regulatoria vigente.

## RESOLUCIONES CREG DE CARÁCTER GENERAL, MODIFICATORIAS DE LA RESOLUCIÓN 071 de 1999

Fuentes: Diario Oficial; gestor normativo Alejandría 2.0 y publicaciones  
de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Fecha de corte: febrero 28 de 2025

Complementada por la [Resolución CREG 102 015 de 30 de enero de 2025](#). “Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del Mercado mayorista de gas natural”.

Complementada por la [Resolución CREG 102 013 de 27 de octubre de 2024](#). “Por la cual se establecen medidas adicionales a los aspectos comerciales del suministro y del transporte del mercado mayorista de gas natural establecidos en las resoluciones CREG 186 de 2020 y 185 de 2020”. Derogada por Resolución CREG 102 015 de 30 de enero de 2025, art. 47.

Complementada por la [Resolución CREG 102 010 de 22 de agosto de 2024](#). “Por la cual se modifica la Resolución CREG 185 de 2020”. Publicada en el Diario Oficial No. 52884 del 19 de septiembre de 2024.

Complementada por [Resolución 102 009 de 22 de agosto de 2024](#). “Por la cual se modifica la Resolución CREG 186 de 2020”. Publicada en el Diario Oficial No. 52856 de 22 de agosto de 2024.

Modificada parcialmente por la [Resolución CREG 102 005 de septiembre 22 de 2023](#). “Por la cual se modifica el numeral 4.1 del Anexo 4 de la Resolución CREG 185 de 2020”. Publicada en el Diario Oficial No. 52.559 de 25 de octubre de 2023.

Modificada parcialmente por la [Resolución CREG 102 004 de agosto 22 de 2023](#). “Por la cual se modifica el numeral 4.1 del Anexo 4 de la Resolución CREG 185 de 2020”. Publicada en el Diario Oficial No. 52.559 de 25 de octubre de 2023.

Modificada parcialmente por la [Resolución CREG 102 002 de junio 2 de 2023](#). “Por la cual se modifica la Resolución CREG 103 de 2021”. Publicada en el Diario Oficial No. 52.433 de 21 de junio de 2023.

Adicionada parcialmente por la [Resolución CREG 102 011 de 7 de octubre de 2022](#). “Por la cual se adiciona un párrafo al artículo 11 de la Resolución CREG 185 de 2020 “Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural”. Publicada en el Diario Oficial No. 52.180 de 7 de octubre de 2022.

Modificada parcialmente por la [Resolución CREG 102 010 de agosto 23 de 2022](#). “Por la cual se ajusta la Resolución CREG 175 de 2021”. Publicada en el Diario Oficial No. 52.135 de 23 de agosto de 2022.

Modificada parcialmente por la [Resolución CREG 102 006 de 31 de mayo de 2022](#). “Por la cual se modifica el artículo 7 la Resolución CREG 175 de 2021”. Publicada en el Diario Oficial No. 52.051 de 31 de mayo de 2022.

Modificada parcialmente por la [Resolución CREG 102 005 de 23 de mayo de 2022](#). “Por la cual se modifica el artículo 6 la Resolución CREG 175 de 2021”. Publicada en el Diario Oficial No. 52.043 de 23 de mayo de 2022.

Modificada parcialmente por la [Resolución CREG 102 001 de 15 de febrero de 2022](#). “Por la cual se ajusta la Resolución CREG 175 de 2021”. Publicada en el Diario Oficial No. 51.954 de 20 de febrero de 2022.

Modificada por la [Resolución CREG 175 de 8 de octubre de 2021](#). “Por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural” - Publicada en el Diario Oficial No. 51.867 de 23 de noviembre de 2021.

Modificada parcialmente por la [Resolución CREG 126 de agosto 25 de 2021](#). “Por la cual se modifica la Resolución CREG 185 de 2020”. Publicada en el Diario Oficial No. 51.778 de 26 de agosto de 2021.

Modificada parcialmente por la [Resolución CREG 103 de agosto 6 de 2021](#). “Por la cual se definen unos parámetros para la estimación de las tasas de descuento y se determinan las tasas de

descuento actividad de transporte de gas natural”. Publicada en el Diario Oficial No. 51.842 de 29 de octubre de 2021.

Modificada parcialmente por la [Resolución CREG 73 de junio 16 de 2021](#). “Por la cual se modifica la Resolución CREG 004 de 2021”. Publicada en el Diario Oficial No. 51.734 de 13 de julio de 2021.

Modificada por la [Resolución CREG 1 de 7 de enero de 2021](#). “Por el cual se regula el mecanismo de asignación de la capacidad de transporte de gas cuando hay congestión contractual”. Publicada en el Diario Oficial No. 51.560 de 17 de enero de 2021.

Modificada parcialmente por la [Resolución CREG 186 de 23 de septiembre de 2020](#). “Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural”. Publicada en el Diario Oficial No. 51.493 de 9 de noviembre de 2020. Derogada por Resolución CREG 102 015 de 30 de enero de 2025, art. 47.

Modificada por la [Resolución CREG 185 de 23 de septiembre de 2020](#). “Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural”. Publicada en el Diario Oficial No. 51.492 de 8 de noviembre de 2020.



## RESOLUCIÓN CREG 071 DE 1999

Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte  
de Gas Natural (RUT)  
Actualizada a 28 de febrero de 2025

### 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 3º 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 n.º 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 adecúe 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:

ARTÍCULO 1º.- Adoptar el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT) contenido en el anexo general de la presente resolución.

ARTÍCULO 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.

ARTÍCULO 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 Santa Fe de Bogotá, D. C., el día 03 de diciembre de 1999.

FELIPE RIVEIRA HERRERA  
Viceministro de Energía  
Delegado por el ministro de Minas y Energía  
Presidente

JOSÉ CAMILO MANZUR J.  
Director ejecutivo



## ANEXO GENERAL

### REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (RUT)

#### 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 este.

##### ACCESO FÍSICO AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

---

Es la conexión por parte de productores-comercializadores, transportadores, comercializadores, usuarios no regulados,

[Resolución CREG 169 de 2011, art. 2º.](#)

usuarios regulados atendidos a través de un distribuidor-comercializador, y en general de cualquier agente, a los gasoductos de transporte de gas combustible, con los derechos y deberes establecidos en la presente resolución.

### **ACUERDO DE BALANCE**

---

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

### **ACUERDO OPERATIVO**

---

Decisiones [sobre] los aspectos técnicos del SNT, tendientes a lograr una operación segura, económica y confiable.

[Decreto 1073 de 2015,](#)  
art. 2.2.2.1.4.

### **ACUERDO OPERATIVO DE BALANCE**

---

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

### **AGENTES**

---

Son los productores de gas, los agentes operacionales, los agentes exportadores, los agentes importadores, los propietarios y/o transportadores en las interconexiones internacionales de gas, los propietarios y/u operadores de la infraestructura de regasificación.

[Decreto 1073 de 2015,](#)  
art. 2.2.2.1.4.

### **AGENTES OPERACIONALES**

---

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-comercializadores, los comercializadores, los distribuidores, los

[Decreto 1073 de 2015,](#)  
art. 2.2.2.1.4.

transportadores, los usuarios no regulados y los almacenadores independientes. Para los efectos de este decreto el comercializador de GNCV es un agente operacional.

## ALMACENADOR

---

Participante del mercado que presta el servicio de almacenamiento, entendido servicio de almacenamiento en los términos del numeral 2.3 del RUT o aquellas que lo modifiquen o sustituyan. Su participación en el mercado mayorista de gas natural será objeto de regulación aparte.

[Resolución CREG 102 015 de 2025, art. 3.](#)

*Concordancia interna:* numeral 2.3. Servicio de almacenamiento.

## AÑO DE GAS

---

Periodo comprendido entre el 1 de diciembre y el 30 de noviembre del siguiente año calendario.

[Resolución CREG 102 015 de 2025, art. 3.](#)

## BOLETÍN ELECTRÓNICO CENTRAL (BEC)

---

Página web en la que el gestor del mercado despliega información transaccional y operativa recopilada, verificada y publicada conforme a los lineamientos de la presente resolución. Es también una herramienta que permite a los participantes del mercado intercambiar información para la compra y venta de gas natural y de capacidad de transporte de gas natural, con el propósito de facilitar las negociaciones en el mercado de gas natural, y de dotar de publicidad y transparencia a dicho mercado.

[Resolución CREG 102 015 de 2025, art. 3.](#)

## 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 con-

*Concordancia interna:* num. 5.6.1. Obligaciones del transportador.

venidos 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.

*Concordancia interna:* num.  
1.1. Centros principales  
de control.

## **CANTIDAD DE ENERGÍA CONFIRMADA**

---

Cantidad de energía que el remitente con-firma 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 DE TRANSPORTE DE AMPLIACIÓN

---

Capacidad de transporte asociada a incrementos de capacidad del sistema nacional de transporte, que se identifica según el procedimiento del artículo 18 de la presente resolución.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

## CAPACIDAD DE TRANSPORTE DEMANDADA (CTD)

---

Corresponde a la capacidad máxima de transporte que proyecta utilizar el remitente potencial, para efectos de atender sus necesidades de consumo de gas natural.

[Resolución CREG 169 de 2011, art. 2º.](#)

## 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. Se determinará de conformidad con lo señalado en el artículo 4 de la presente resolución.

*Concordancia interna:* num. 2.2.1. Asignación de capacidad disponible primaria

*Concordancia externa:*  
[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3;](#)  
[Resolución CREG 102 010 de 2024, art. 3.](#)

## CAPACIDAD DISPONIBLE PRIMARIA ASOCIADA A PROYECTOS DEL PAG

---

Capacidad disponible primaria generada por proyectos del PAG distintos a proyectos de IPAT.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

## CAPACIDAD DISPONIBLE PRIMARIA ASOCIADA A TRANSPORTADOR INCUMBENTE

---

Capacidad disponible primaria resultante de adicionar la capacidad disponible primaria del transportador incumbente y la capacidad disponible primaria generada por proyectos de IPAT construidos en el sistema del transportador incumbente, en la proporción correspondiente asociada a seguridad de abastecimiento, teniendo en cuenta las definiciones de la UPME en este aspecto.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

## CAPACIDAD DISPONIBLE SECUNDARIA

---

Es aquella capacidad firme que el remitente puede ceder o vender. La cesión podrá estar supeditada a la aprobación por parte del transportador correspondiente, siempre y cuando exista una justificación objetiva.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

## **CAPACIDAD FIRME**

---

Capacidad de transporte de gas natural contratada mediante contratos firmes, contratos de transporte firme de capacidades trimestrales, contratos de transporte con firmeza condicionada, contratos de opción de compra de transporte, y contratos de transporte de contingencia.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

## **CAPACIDAD FUTURA**

---

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

## **CAPACIDAD INTERRUMPIBLE**

---

Capacidad de transporte de gas natural contratada mediante contratos con interrupciones.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3](#)

## **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 PARA ESTACIONES DE COMPRESIÓN (CCOMP)**

---

Es el máximo volumen de gas que se requiere transportar en un día de gas para atender los consumos de gas de estaciones de compresión dentro de un sistema de transporte, calculado por el transportador con modelos de dinámica de flujos de gas,

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como las características técnicas de las estaciones de compresión.

## **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.

## **CAPACIDAD TEMPORAL (CTEMP)**

---

Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas que supera la CMMP, calculado diariamente por el transportador, en circunstancias excepcionales operativas que se requieran para aumentar la capacidad de los gasoductos, tales como baja generación hidroeléctrica, alto despacho térmico de gas, entre otros, con modelos de dinámica de flujos de gas, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como las presiones de operación de entrada y de salida esperadas durante el trimestre. Esta capacidad, cuando se presente, debe ser declarada al gestor del mercado en forma diaria para su publicación en el BEC.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

## **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 Transpor-

[Resolución CREG 123 de 2013, art. 3.](#)

te (SNT), encargados de adelantar los procesos definidos en el RUT.

## 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.

*Concordancia interna:* num.  
4.5.2. Nominación  
de suministro de gas.

## 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.

*Concordancia interna:* num.  
4.5. Nominaciones.

## COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA DE GAS NATURAL

---

Actividad que consiste en la compra o venta del suministro de gas natural en el mercado primario y/o en la compra o venta de derechos de suministro de gas natural en el mercado secundario.

[Resolución CREG 102 015  
de 2025, art. 3.](#)

## COMERCIALIZACIÓN MINORISTA DE GAS NATURAL

---

Actividad que consiste en la intermediación comercial de la compra, transporte y distribución de gas natural por redes de tubería, o por otros medios, y su venta a usuarios finales. También consiste en la intermediación comercial de la compra y transporte de gas natural por redes de tubería, o por otros medios, y su venta a usuarios finales que no están conectados a

[Resolución CREG 102 015  
de 2025, art. 3.](#)

alguna red de distribución de gas. Incluye la celebración de los contratos de servicios públicos y la atención comercial de los usuarios finales.

## COMERCIALIZADOR

---

Participante del mercado de gas natural que desarrolla la actividad de comercialización mayorista y/o comercialización minorista de gas natural. En adición a lo dispuesto en la Resolución CREG 057 de 1996, el comercializador no podrá tener interés económico en productores-comercializadores, entendido el interés económico como los porcentajes de participación en el capital de una empresa que se establecen en el literal d) del artículo 6 de la Resolución CREG 057 de 1996, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Las empresas de servicios públicos que tengan dentro de su objeto la comercialización de gas tendrán la calidad de comercializadores.

[Resolución CREG 102 015 de 2025, art. 3.](#)

## COMERCIALIZADOR DE GAS IMPORTADO

---

Corresponde a la definición incluida en el artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

[Resolución CREG 102 015 de 2025, art. 3.](#)

*Concordancia:* [Decreto 1073 de 2015, art. 2.2.2.1.4.](#)

## COMISIÓN O CREG

---

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), es una Unidad Administrativa Especial, con autonomía administrativa, técnica y financiera, sin personería jurídica, adscrita al Ministerio de Minas y Energía.

*Concordancia externa:* [Ley 143 de 1994, art. 21;](#) [Decreto 1260 de 2013;](#) [Decreto 1073 de 2015, art. 1.2.1.1.4.](#)

## COMPUTADOR DE FLUJO O UNIDAD CORRECTORA DE VOLUMEN

---

Es un elemento terciario del sistema de medición, que recibe las señales de salida proveniente(s) del (de los) dispositivo(s) de medición de flujo, o de otro computador de flujo y/o de los instrumentos de medida asociados, transformándolas, y debe almacenar los resultados de los datos de medición en la memoria como mínimo por 40 días para que sean usados.

[Resolución CREG 126 de 2013, art. 1°.](#)

## CONDICIÓN DE PROBABLE ESCASEZ

---

Corresponderá a los eventos en que el precio del predespacho ideal del mercado mayorista de energía, en al menos una hora, sea igual o superior al 95 % del precio de escasez superior (PES).

[Resolución CREG 102 015 de 2025, art. 3.](#)

## CONDICIONES ESTÁNDAR

---

Definen el pie (metro) cúbico estándar como el volumen de gas, real y seco (que cumpla las especificaciones del RUT, en cuanto a concentración de vapor de agua) contenido en un pie (metro) cúbico a una presión absoluta de 14.65 psi (1.01 bar absoluto), y a una temperatura de 60 °F (15.56 °C). A estas condiciones se referirán los volúmenes y todas las propiedades volumétricas del gas transportado por el Sistema Nacional de Transporte. Los documentos, comunicaciones, etc., relacionados con el negocio del transporte de gas natural, donde se hable de condiciones estándar, estas deberán entenderse como presión absoluta de 14.65 psi y temperatura de 60 °F (1.01 bar absoluto y 15.56 °C). Cualquiera otra condición debe ser indicada explícitamente.

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 1.](#)

## CONEXIÓN

---

Tramo de gasoducto que permite conectar al Sistema Nacional de Transporte, desde los puntos de entrada o puntos de salida, las estaciones para transferencia de custodia.

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 1.](#)

## 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.

## CONGESTIÓN CONTRACTUAL

---

Condición en la que el valor total de las solicitudes de capacidad firme durante un período, en un tramo o grupo de gasoductos, es mayor que la capacidad disponible primaria para el mismo período.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

## CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL (CNO)

---

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.

*Concordancia interna:* num. 1.4. Consejo Nacional de Operación de Gas Natural.  
*Concordancia externa:*  
[Ley 401 de 1997, art. 4;](#)  
[Decreto 1175 de 1999, art. 2;](#)  
[Decreto 2225 de 2000, art. 3;](#)  
[Decreto 2100 de 2011, art. 21;](#)  
[Decreto 1073 de 2015, arts. 2.2.2.3.1. 2.2.2.3.2.](#)

## 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 OPCIÓN DE COMPRA DE TRANSPORTE (OCT)

---

Contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición pactada entre el comprador y el vendedor. Dicha condición no podrá estar supeditada a la ocurrencia de aspectos técnicos y/u operativos del transportador. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

## CONTRATO DE TRANSPORTE CON FIRMEZA CONDICIONADA (CFCT)

---

Contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte durante un período determinado, sin interrupciones, excepto cuando se presente la condición pactada entre el comprador y el vendedor.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

## CONTRATO DE TRANSPORTE CON INTERRUPCIONES

---

Contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la utilización o en la disponibilidad de capacidad de transporte de gas natural, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquier

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

ra de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte.

### **CONTRATO DE TRANSPORTE DE CONTINGENCIA (CTC)**

---

Contrato escrito en el que los vendedores a los que hacen referencia los artículos 7 y 25 de la presente resolución, garantizan el transporte de una cantidad máxima de gas natural contratada mediante un contrato de suministro de contingencia.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

### **CONTRATO DE TRANSPORTE FIRME DE CAPACIDADES TRIMESTRALES (CCT)**

---

Contrato escrito en el que un agente garantiza el servicio de capacidad máxima de transporte por trimestres, sin interrupciones, durante uno o varios trimestres estándar consecutivos, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

### **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.

### **CONTRATO FIRME O QUE GARANTIZA FIRMEZA (CF)**

---

Corresponde a la definición incluida en el artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

[Resolución CREG 102 015 de 2025, art. 3.](#)  
*Concordancia externa:* [Decreto 1073 de 2015, art. 2.2.2.1.4.](#)

## **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.

## **DENSIDAD RELATIVA**

---

Relación entre la masa de gas contenida en un volumen determinado y la masa de aire seco de composición estándar (definido en ISO 6976 o AGA Report n.º 5) que podría estar contenida en el mismo volumen a las mismas condiciones estándar. En todos los casos, para propósitos de la presente resolución, se debe calcular, registrar y emplear la densidad relativa real, la cual incorpora la corrección por los efectos de compresibilidad de los gases y del aire.

[Resolución CREG 050 de 2018, art. 1.](#)

## **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.

*Concordancia interna:* num. 4.6.4. Acuerdos de balance.

## **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 re-

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

### **Día D+1**

---

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

[Resolución CREG 102 015 de 2025, art. 3.](#)

### **Día D+2**

---

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

[Resolución CREG 102 015 de 2025, art. 3.](#)

### **DÍA D-1**

---

Día oficial de la República de Colombia, que va desde las 00:00 hasta las 24:00 horas del día calendario anterior al día de gas.

[Resolución CREG 102 015 de 2025, art. 3.](#)

### **DÍA D-2**

---

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

[Resolución CREG 102 015 de 2025, art. 3.](#)

### **DÍA DE GAS**

---

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

[Resolución CREG 102 015 de 2025, art. 3.](#)

### **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.

## EQUIPO DE TELEMETRÍA

---

Elemento del sistema de medición utilizado para la transmisión de datos de forma remota, con equipos eléctricos o electrónicos, para detectar, acumular y procesar datos físicos en las estaciones para transferencia de custodia, para después transmitirlos al CPC.

[Resolución CREG 126 de 2013, art. 1.](#)

## ESTACIONES DE ENTRADA

---

Conjunto de bienes destinados, entre otros aspectos, a la determinación del volumen, la energía y la calidad del gas, que interconectan un productor-comercializador con el Sistema Nacional de Transporte. El productor-comercializador será el responsable de construir, operar y mantener la estación. Las interconexiones internacionales para importación que se conecten al Sistema Nacional de Transporte se considerarán como un productor-comercializador. Para el caso de intercambios internacionales, los comercializadores involucrados acuerdan cómo asumir responsabilidades sobre la estación.

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 2.](#)

*Concordancia interna:* num. 3.4. Conexiones y estaciones para transferencia de custodia de salida; 3.5. Conexiones y estaciones para transferencia de custodia de entrada; 3.6. Estaciones para transferencia de custodia entre transportadores del sistema nacional de transporte o con interconexiones internacionales para exportación.

## ESTACIONES DE SALIDA

---

Conjunto de bienes destinados, entre otros aspectos, a la determinación del volumen y la energía del gas, que interconectan el

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 2.](#)

Sistema Nacional de Transporte con 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. El agente que se beneficie de los servicios de dicha estación será el responsable de construir, operar y mantener la estación.

*Concordancia interna:* nums. 3.4. Conexiones y estaciones para transferencia de custodia de salida; 3.5. Conexiones y estaciones para transferencia de custodia de entrada; 3.6. Estaciones para transferencia de custodia entre transportadores del sistema nacional de transporte o con interconexiones internacionales para exportación.

## ESTACIONES ENTRE TRANSPORTADORES

---

Conjunto de bienes destinados, entre otros aspectos, a la determinación del volumen, la energía y la calidad del gas, que interconectan dos o más transportadores, en el Sistema Nacional de Transporte. Las interconexiones internacionales para exportación, que se conecten al Sistema Nacional de Transporte, se considerarán como un transportador. El transportador que requiera la estación para prestar el respectivo servicio, será el responsable de construir, operar y mantener la estación.

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 2.](#)

## ESTACIONES PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA

---

Son aquellas instaladas en los puntos de transferencia de custodia y cuyos equipos e instrumentos de medición deben cumplir con las normas colombianas o, en su defecto, con las de AGA o ANSI, establecidas para la fabricación, instalación, operación y mantenimiento de los equipos e instrumentos. Estas estaciones pueden ser de entrada, de salida o entre transportadores.

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 2.](#)

*Concordancia interna:* nums. 3.4. Conexiones y estaciones para transferencia de custodia de salida; 3.5. Conexiones y estaciones para transferencia de custodia de entrada; 3.6. Estaciones para transferencia de custodia entre

transportadores del sistema nacional de transporte o con interconexiones internacionales para exportación.

## **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.

## **EVENTOS DE FUERZA MAYOR, CASO FORTUITO O CAUSA EXTRAÑA**

---

Eventos que, de acuerdo con el artículo 64 del Código Civil y 992 del Código de Comercio, o aquellos que los modifiquen o sustituyan, eximen de la responsabilidad por incumplimiento parcial o total de obligaciones contractuales, si el mismo se deriva de ellos. Dichos eventos deben ser imprevistos, irresistibles y sin culpa de quien invoca la causa eximente de responsabilidad.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

## **EVENTOS EXIMENTES DE RESPONSABILIDAD EN TRANSPORTE**

---

Eventos taxativamente establecidos en la presente resolución, distintos a los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, que eximen de responsabilidad a los participantes del mercado por incumplimiento parcial o total de obligaciones contractuales, si este se deriva de ellos, por estar razonablemente fuera de control de la parte que lo alega, pese a la oportuna diligencia y cuidado debidos por dicha parte para prevenir o impedir su acaecimiento o los efectos del mismo. Las interrupciones por mantenimientos o labores programadas se considerarán eventos eximentes de responsabilidad, de acuerdo con lo dispuesto en la presente resolución.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

## FECHA DE CONGESTIÓN CONTRACTUAL DE LARGO PLAZO

---

Será la fecha del primer día calendario del primer trimestre estándar siguiente al decimosegundo trimestre estándar en el que se realiza negociación de capacidad disponible primaria, en el que se presenta congestión contractual.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

## GAS DE EMPAQUETAMIENTO

---

Es el volumen promedio de gas natural contenido en un sistema de transporte de gas, estimado con base en modelos de dinámica de fluidos a condiciones físicas promedio de operación, que permite el movimiento del fluido transportado por diferencia de presiones. Este gas no debe incluir gas de parqueo.

[Resolución CREG 175 de 2021, art. 2.](#)

## GAS DE PARQUEO

---

Es el volumen de gas natural que un remitente, entrega al transportador, para almacenarlo en el sistema de transporte durante un período acordado entre las partes.

[Resolución CREG 175 de 2021, art. 2.](#)

## GAS NATURAL

---

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 por la CREG en la Resolución 071 de 1999 o aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituyan.

[Resolución CREG 102 015 de 2025, art. 3.](#)

## GASODUCTO DE CONEXIÓN

---

Gasoducto que permite al (los) productor(es) comercializador(es) o el (los) agente(es) comercializador(es) de gas importa-

[Resolución CREG 33 de 2018, art. 2.](#)

do inyectar gas natural desde una nueva fuente de suministro hasta el SNT o desde una nueva fuente de suministro hasta un sistema de distribución no conectado al SNT o desde un campo menor hasta un sistema de distribución o el SNT.

[Resolución CREG 175 de 2021, art. 2.](#)

---

**Nota:** la Resolución CREG 033 de 2018, “por la cual se establecen medidas regulatorias en relación con la definición y aplicación del gasoducto de conexión”, define el concepto de gasoducto de conexión y establece su regulación específica dentro del marco normativo que rige la prestación del servicio público de gas natural.

## **GASODUCTO DEDICADO**

---

Es el conjunto de tuberías y accesorios de propiedad de una persona natural o jurídica que permite la conducción de gas de manera exclusiva para un único consumidor desde un campo de producción, el SNT, un sistema de distribución, un sistema de almacenamiento, o desde una interconexión internacional.

[Resolución CREG 175 de 2021, art. 2.](#)

## **GESTOR DEL MERCADO**

---

Responsable de la prestación de los servicios de gestión del mercado primario y del mercado secundario, en los términos establecidos en la regulación de la CREG.

[Resolución CREG 102 015 de 2025, arts. 3 y 5.](#)

## **GPRS**

---

Servicio general de paquetes vía radio.

[Resolución CREG 126 de 2013, art. 1.](#)

## **INSTALACIONES DEL AGENTE**

---

Equipos y redes utilizados por el agente a partir de la conexión, entre los cuales se pueden incluir filtros, odorizadores, compre-

sores, válvulas de control y medidores de verificación, que no hacen parte del Sistema Nacional de Transporte.

## INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL DE GAS NATURAL

---

Corresponde a la definición incluida en el artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

[Resolución CREG 102 015 de 2025, art. 3.](#)

*Concordancia:* [Decreto 1073 de 2015, art. 2.2.2.1.4.](#)

## LOOP

---

Es una línea de gasoducto que se deriva de un gasoducto y se vuelve a conectar al mismo en otro punto, con el objeto de aumentar la capacidad de transporte del respectivo gasoducto.

[Resolución CREG 175 de 2021, art. 2.](#)

## MANUAL DEL TRANSPORTADOR

---

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

*Concordancia interna:* num. 4.3. Manual de información y procedimientos operacionales y comerciales del transportador.

## MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

---

Conjunto de transacciones de compraventa de gas natural y/o de capacidad de transporte en el mercado primario y en el mercado secundario. Estas transacciones se harán con sujeción al Reglamento de Operación de gas natural y los compradores lo adquieren para la atención del servicio público de gas combustible.

[Resolución CREG 102 015 de 2025, art. 3.](#)

## MERCADO MINORISTA DE GAS NATURAL

---

Conjunto de transacciones de intermediación comercial de la compra, transporte y distribución de gas natural por redes de tubería o por otros medios, y su venta a usuarios finales que están o no conectados a alguna red de distribución de gas.

[Resolución CREG 102 015 de 2025, art. 3.](#)

## MERCADO PRIMARIO DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE

---

Es el mercado donde los transportadores de gas natural pueden ofrecer su capacidad de transporte.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

## MERCADO PRIMARIO DE SUMINISTRO

---

Es el mercado donde los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado ofrecen en venta el gas natural con destino al servicio público de gas combustible.

[Resolución CREG 102 015 de 2025, art. 3.](#)

## MERCADO SECUNDARIO DE SUMINISTRO

---

Mercado donde los comercializadores y los usuarios no regulados, que han adquirido suministro de volúmenes de gas, bien sea en el mercado primario o derechos de suministro de gas en el mercado secundario, pueden ofrecer en venta tales volúmenes.

[Resolución CREG 102 015 de 2025, art. 3.](#)

## 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.

## **NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN DEL USUARIO (NIU)**

---

Se refiere al número de identificación que el transportador y/o distribuidor asigna a cada uno de los usuarios conectados a su sistema.

[Resolución CREG 123 de 2013, art. 3.](#)

## **NÚMERO DE WOBBE (ÍNDICE DE WOBBE)**

---

Es una medida del flujo de energía a través de un orificio y corresponde a la relación entre el poder calorífico de un gas por unidad de volumen y la raíz cuadrada de su densidad relativa con respecto al aire, bajo las mismas condiciones de referencia. El número de Wobbe puede especificarse como superior o inferior, dependiendo del poder calorífico con el que se calcule. En todos los casos, para propósitos de la presente resolución, cuando se haga mención al término “número de Wobbe” sin ningún calificativo adicional, deberá entenderse que se trata del número de Wobbe superior, el cual se basa en el poder calorífico bruto (superior).

[Resolución CREG 050 de 2018, art. 1.](#)  
*Concordancia interna:* num. 6.3.5. Intercambiabilidad de gas.

## **OPERADOR DE RED (OR)**

---

Es la persona encargada de la administración, operación y mantenimiento de un gasoducto o grupo de gasoductos, cuyos ac-

[Resolución CREG 84 de 2000, art. 1º.](#)

tivos pueden ser de su propiedad o de terceros. El operador de red puede, o no, ser un transportador.

## PARQUEO

---

Es el servicio que permite a un remitente almacenar gas de parqueo en un tramo o grupo de gasoductos del SNT por un período determinado.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

## PARTICIPANTES DEL MERCADO

---

Personas jurídicas entre las cuales se dan las relaciones operativas y/o comerciales de compra, venta, cesión, 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 participantes los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado, los transportadores, los distribuidores, los comercializadores, los almacenadores y los usuarios no regulados.

[Resolución CREG 102 015 de 2025, art. 3.](#)

## PODER CALORÍFICO SUPERIOR

---

Cantidad de calor que sería liberado por la combustión completa con oxígeno de una cantidad específica de gas, de manera que la presión a la cual se produce la reacción permanece constante y todos los productos de combustión son llevados a la misma temperatura especificada de los reactantes, estando todos estos productos en estado gaseoso, excepto el agua formada por la combustión, la cual es condensada al estado líquido a la temperatura especificada. En todos los casos, para propósitos de la presente resolución, cuando se haga mención al término “poder calorífico” sin ningún calificativo adicional, deberá entenderse que se trata del poder calorífico bruto (superior).

[Resolución CREG 50 de 2018, art. 1.](#)

## **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.

## **PROCESADOR DE GAS EN EL SNT**

---

Participante del mercado que toma gas natural en un punto de salida del SNT dentro de las condiciones de calidad establecidas en el RUT, le extrae componentes e inyecta el gas natural residual al SNT dentro de las condiciones de calidad señaladas en el RUT. Su participación en el mercado mayorista de gas natural será objeto de regulación aparte.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

## **PROCESO ÚSELO O VÉNDALO DE CORTO PLAZO DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE**

---

Mecanismo por medio del cual se pone a disposición de los interesados la capacidad de transporte que haya sido contratada en el mercado primario de capacidad de transporte y no haya sido nominada por el remitente y lo no autorizado por el transportador de dicha nominación, para la subasta por rutas, y no nominada por el remitente y no autorizada por el transportador, para la subasta por tramos, para el siguiente día de gas.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

## PROCESO ÚSELO O VÉNDALO DE LARGO PLAZO DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE

---

Mecanismo por medio del cual se pone a disposición de los interesados la capacidad de transporte que haya sido contratada en el mercado primario de capacidad de transporte y cuyo uso no se prevea en el año de gas.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

## 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.

## PRODUCTOR-COMERCIALIZADOR

---

Es el productor de gas natural que vende gas en el mercado primario, en un punto de entrega que puede ser o no un punto de entrada al SNT, dependiendo de si la fuente de suministro está conectada o no al SNT. Además, puede ser comprador de gas natural en el mercado secundario. El productor-comercializador no podrá realizar transacciones de intermediación comercial de la compra de gas natural y su venta a usuarios finales. En adición a lo dispuesto en la Resolución CREG 057 de 1996, el productor-comercializador no podrá tener interés económico en comercializadores, entendido el interés económico como los porcentajes de participación en el capital de una empresa que se establecen en el literal d) del artículo 6 de la Resolución CREG 057 de 1996.

[Resolución CREG 102 015 de 2025, art. 3.](#)

## PROGRAMA DE TRANSPORTE

---

Es la programación horaria para el transporte de cantidades de energía, elaborada diariamente por un CPC, de acuerdo con

*Concordancia interna:*  
num. 4.5. Nominaciones.

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 se inyecta el gas al sistema de transporte desde la conexión del respectivo agente. El punto de entrada incluye la válvula de conexión y la "T" u otro accesorio de derivación.

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 1.](#)

## **PUNTO DE INICIO DEL SERVICIO**

---

Punto del Sistema Nacional de Transporte en el cual se inicia la prestación del servicio de transporte de gas. Puede ser un punto de entrada, un punto de transferencia entre dos transportadores o un punto intermedio en el respectivo sistema de transporte. Este último punto deberá corresponder al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.

[Resolución CREG 78 de 2013, art. 1.](#)

## **PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBUROS**

---

Es la temperatura a la cual empieza a aparecer líquido condensado de hidrocarburos. No hay condensación a temperaturas superiores al punto de rocío. Cuando la temperatura cae por debajo del punto de rocío, cada vez se forma más líquido condensado. Los puntos de rocío de hidrocarburos dependen de la composición del gas natural y de la presión a la cual esté sometido dicho gas.

[Resolución CREG 54 de 2007, art. 1.](#)

## PUNTO DE SALIDA

---

Punto en el cual el transportador inyecta el gas a la conexión del respectivo agente. El punto de salida incluye la válvula de conexión y la "T" u otro accesorio de derivación.

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 1.](#)

## PUNTO DE TERMINACIÓN DEL SERVICIO

---

Punto del Sistema Nacional de Transporte en el cual se finaliza la prestación del servicio de transporte de gas. Puede ser un punto de salida, un punto de transferencia entre dos transportadores o un punto intermedio en el respectivo sistema de transporte. Este último punto deberá corresponder al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.

[Resolución CREG 78 de 2013, art. 1.](#)

## PUNTO DE TRANSFERENCIA

---

Punto en el cual se realiza la transferencia física de gas entre dos sistemas de transporte y a partir del cual el transportador que recibe el gas asume la custodia del mismo.

[Resolución CREG 84 de 2000, art. 1.](#)  
*Concordancia interna:*  
num. 3.

## PUNTO DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA

---

Es el sitio donde se transfiere la custodia del gas entre un productor-comercializador y un transportador; o entre un transportador y un distribuidor, un usuario no regulado, un almacenador independiente, un usuario regulado atendido por un comercializador (no localizado en áreas de servicio exclusivo), una interconexión internacional, entre dos transportadores, y a partir del cual el agente que recibe el gas asume la custodia del mismo.

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 1.](#)

## PUNTOS ESTÁNDAR DE ENTREGA

---

Lugar físico plenamente identificado y caracterizado, determinado por la Comisión, que deberán pactar los comercializadores del mercado secundario en los contratos de derechos de suministro, donde se medirá y se entregará físicamente el gas por parte de los vendedores del mercado secundario y se determinan los precios de intermediación del gas. Puede ser o no un punto de entrega.

[Resolución CREG 102 015 de 2025, art. 3.](#)

## 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)

---

Se refiere a la Resolución CREG 071 de 1999, sus modificaciones y adiciones.

[Resolución CREG 102 015 de 2025, art. 3.](#)

## REMITENTE

---

Será el remitente primario, el remitente cesionario, el remitente secundario o el remitente de corto plazo, según sea el caso.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

## REMITENTE CESIONARIO

---

Persona jurídica con la cual un remitente primario celebra un contrato de cesión de capacidad disponible secundaria. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar capacidad de transporte en el mercado secundario, de acuerdo con lo dispuesto en la presente resolución.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3º.](#)

## REMITENTE DE CORTO PLAZO

---

Persona jurídica con la cual un remitente primario, un remitente cesionario o un remitente secundario, celebra un contrato de compraventa de capacidad disponible secundaria como resultado del proceso úselo o véndalo de corto plazo. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar capacidad de transporte en el mercado secundario y que esté registrado en el BEC, de acuerdo con lo dispuesto en esta resolución.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3º.](#)

## REMITENTE POTENCIAL

---

Agente que solicita la prestación del servicio de transporte.

## REMITENTE PRIMARIO

---

Persona jurídica con la cual un transportador celebra un contrato para prestar el servicio de transporte de gas natural. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar capacidad de transporte en el mercado primario, de acuerdo con lo dispuesto en la presente resolución.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3º.](#)

## REMITENTE SECUNDARIO

---

Persona jurídica con la cual un remitente primario o un remitente cesionario celebra un contrato de compraventa de capa-

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3º.](#)

acidad disponible secundaria. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar capacidad de transporte en el mercado secundario, de acuerdo con lo dispuesto en la presente resolución.

*Concordancia interna:* num.  
1.1. Capacidad disponible  
secundaria.

## 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.

*Concordancia interna:* num.  
4.5.1.3. Renominaciones de  
transporte.

## RESPONSABLE DE LA NOMINACIÓN DE TRANSPORTE

---

Será el remitente primario cuando este no haya cedido sus derechos contractuales; o el remitente cesionario cuando haya suscrito la cesión de capacidad contratada.

[Resolución CREG 185  
de 2020, art. 3.](#)

## 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.

## SCADA

---

Supervisión, control y adquisición de datos.

[Resolución CREG 126  
de 2013, art. 1.](#)

## 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 MEDICIÓN**

---

Sistema que comprende el módulo de medición, todos los dispositivos auxiliares y adicionales, y cuando sea apropiado, un sistema de soportes documentales, asegurando la calidad y la trazabilidad de los datos.

[Resolución CREG 126 de 2013, art. 1.](#)

## **SISTEMA DE TRANSPORTE**

---

Conjunto de gasoductos del Sistema Nacional de Transporte que integran los activos de una empresa de transporte.

## **SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT)**

---

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.

*Concordancia interna:* num. 2.1. Acceso al Sistema Nacional de Transporte y sus servicios.

## **SISTEMA REGIONAL DE TRANSPORTE (SRT)**

---

Es el tramo o grupo de gasoductos del SNT, con diámetros inferiores a 16 pulgadas, derivados de sistemas troncales de trans-

[Resolución CREG 175 de 2021, art. 2.](#)

porte, puntos de entrada de campos de producción o puntos de transferencia de otros sistemas de transporte, a través de los cuales se transporta gas hasta otro(s) sistema(s) regional(es) de transporte, mercados relevantes de comercialización, la conexión de usuarios no regulados o sistemas de almacenamiento. También aquellos que permiten transportar gas natural entre dos o más mercados relevantes de comercialización. Los sistemas regionales de transporte no incluirán activos pertenecientes a sistemas de distribución. Esta definición se utilizará únicamente para efectos de aplicar el factor de utilización normativo.

### **SISTEMA TRONCAL DE TRANSPORTE (STT)**

---

Es el tramo o grupo de gasoductos del SNT, con diámetros iguales o superiores a 16 pulgadas, derivados de puntos de entrada de campos de producción o de puntos de transferencia de otro(s) sistema(s) de transporte, a través de los cuales se transporta gas hasta Sistemas Regionales de Transporte, mercados relevantes de comercialización, la conexión de usuario(s) no regulado(s), otro(s) sistema(s) de transporte y sistemas de almacenamiento. Esta definición se utilizará únicamente para efectos de aplicar el factor de utilización normativo.

[Resolución CREG 175 de 2021, art. 2.](#)

### **SPREAD**

---

Diferencia entre el precio de venta y el precio de compra de las ofertas que realiza un promotor de mercado.

[Resolución CREG 186 de 2020, art. 3](#), derogada a partir de 1º de junio de 2025 por la [Resolución CREG 102 015 de 2025, arts. 46 y 47.](#)

### **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 (SSPD) a que se refieren los artículos 14.30 y 76 de la Ley 142 de 1994.

*Concordancia externa:* [Ley 142 de 1994, art. 14.30](#); [Ley 142 de 1994, art. 76](#); [Decreto 1082 de 2015, art. 1.2.1.2.](#); [Decreto 1369 de 2020](#); [Decreto 1547 de 2022](#).

## TELEMETRÍA

---

Es la lectura de forma remota, periódica, de la información disponible en medidores de consumo de gas con el objetivo de:

[Resolución CREG 126 de 2013, art. 1.º.](#)

- Realizar de forma remota la gestión del sistema de medición:
- Lectura del medidor.
- Monitoreo de las variables.
- Realizar de forma remota la gestión operativa y del servicio:
- Diagnóstico y detección de fallas.
- Recolección de la información necesaria para la facturación.
- Monitoreo de la calidad del servicio.
- Control de pérdidas/detección y prevención de fraude.

Para poder realizar el envío de los datos cuenta con sistemas de transmisión de datos como satélite, fibra óptica, GPRS, teléfono fijo, unidad terminal remota (UTR), entre otros.

## TITULAR DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE

---

El titular de la capacidad contratada será el último remitente en haber suscrito la compraventa o la cesión de dicha capacidad.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

## UNIDAD TERMINAL REMOTA (UTR)

---

Más conocida por sus siglas en inglés RTU, mediante la cual se define a un dispositivo que es parte del sistema de medición

[Resolución CREG 126 de 2013, art. 1.](#)

basado en microprocesadores, el cual permite obtener señales independientes de los procesos y enviar la información al CPC donde se procese, haciendo parte de un sistema central SCADA o un software de adquisición de datos el cual permita, entre otras, visualizar las variables enviadas por la UTR. Este elemento puede reemplazar al computador de flujo, en la medida en que cumpla con los estándares técnicos para tal fin, lo que lo convierte en parte constitutiva del sistema de medición.

### 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.

*Concordancia interna:* num. 4.7.1. Compensaciones por variaciones de entrada y salida.

### VARIACIÓN DE SALIDA

---

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

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

*Concordancia interna:* num. 4.7.1. Compensaciones por variaciones de entrada y salida.

### VARIACIÓN DE SALIDA NEGATIVA

---

Diferencia entre la cantidad de energía autorizada por el transportador y la cantidad de energía tomada por el remiten-

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

te en un punto de salida, medida de forma horaria o diaria de acuerdo con la definición de variación de salida, que es menor a cero.

*Concordancia interna:* num. 4.7.1. Compensaciones por variaciones de entrada y salida.

## VARIACIÓN DE SALIDA NETA

---

Suma de las diferencias entre las cantidades de energía autorizadas por el transportador y las cantidades de energía tomadas por el remitente en un punto de salida, durante un período de tiempo determinado.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

*Concordancia interna:* num. 4.7.1. Compensaciones por variaciones de entrada y salida.

## VARIACIÓN DE SALIDA POSITIVA

---

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

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 3.](#)

*Concordancia interna:* num. 4.7.1. Compensaciones por variaciones de entrada y salida.

## VOLUMEN ESTÁNDAR DE GAS NATURAL

---

Es aquel volumen de gas real y seco (que cumpla las especificaciones del RUT, en cuanto a concentración de vapor de agua), referido a una presión absoluta de 14.65 psi (1.01 bar absoluto) y 60 °F (15.56 °C).

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 1.](#)

## 1.2. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

### 1.2.1. Objetivos

---

Los agentes sujetos del alcance del presente Reglamento Único de Transporte (RUT) tendrán en cuenta, al implementarlo

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 3º.](#)

y aplicarlo, que los objetivos del RUT 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 las normas y las especificaciones de calidad del gas transportado;
- f. Propender por un manejo seguro de la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte.

*Concordancia externa:* [Ley 401 de 1997, art. 3º, par. 3º;](#)  
[Resolución CREG 41 de 2008, art. 3.](#)

### 1.2.2. Alcance

---

El Reglamento Único de Transporte, que para todos los efectos se identificará como el RUT, se les aplica a todos los agentes que utilicen el Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural, y será de obligatorio cumplimiento en toda la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte, incluidas las estaciones para transferencia de custodia.

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 3.](#)

Los propietarios de gasoductos dedicados no se consideran transportadores, salvo en el caso de interconexiones internacionales para exportación que se construyan como tales. En caso de gasoductos dedicados que no sean interconexiones internacionales, a las cuales un tercero solicite el servicio de transporte y este sea técnicamente factible, se deberá 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

*Concordancia externa:* [Ley 401 de 1997, arts. 4º y 6º.](#)

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 esta estima que debe adecuarse a la evolución de la industria, que contraría las regulaciones generales sobre el servicio, que va en detrimento de mayor concurrencia entre oferentes y demandantes del suministro o del libre acceso y uso del servicio de transporte y otros servicios asociados.

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.

---

**Nota:** para la aplicación del numeral 1.3., en relación con los aspectos operativos, debe tenerse en cuenta el artículo 21 del Decreto 2100 de 2011, compilado en el Decreto 1073 de 2015.

#### 1.4. CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL

---

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO), estará conformado por:

1. Un (1) representante del ministro de Minas y Energía, con voz y voto, quien lo preside.
2. Cuatro (4) representantes de los productores, con voz y voto, a razón de 1 por cada 25% de la producción total de gas del país.

*Concordancia externa:*  
[Resolución CREG 102 010 de 2024, art. 3º.](#)

3. Cuatro (4) representantes de los remitentes, con voz y voto, a razón de 1 por cada 25% de la demanda total de gas del país (2 de estos deberán representar el sector termoeléctrico).
4. Un (1) representante del Centro Nacional de Despacho Eléctrico, con voz y voto.
5. Los representantes de los sistemas de transporte de gas natural, con voz y voto, que tengan capacidad superior a 50 Mpcd.

**Parágrafo.** Los representantes de los productores, a razón de uno (1) por cada 25% de la producción total de gas del país, serán seleccionados de la siguiente manera:

1. Los productores podrán ser asociados y/o operadores.
2. Se tomará en cuenta la producción total de gas natural, tal y como se definió en el Capítulo I del presente Título.
3. Se contabilizarán las participaciones de cada productor en la producción total así especificada, independientemente de quien haya comercializado la producción respectiva y se ordenará el porcentaje de mayor a menor.
4. Una vez ordenados, serán representantes los cuatro (4) primeros productores.

**Parágrafo.** Los cuatro (4) representantes de los remitentes, a razón de uno (1) por cada 25% de la demanda total del país, dos (2) de ellos representantes del sector termoeléctrico, serán seleccionados de la siguiente manera:

1. Se tomará en cuenta la demanda total de cada remitente, definida de acuerdo con el Capítulo I del presente Título, y se ordenará de mayor a menor.
2. Una vez ordenados, los dos primeros remitentes que sean simultáneamente generadores térmicos serán los representantes del sector térmico. Si el segundo generador en este orden pertenece a la misma área de influencia del primero, se tomará al siguiente mayor generador en la lista perteneciente a un área de influencia diferente a la del primer representante del sector termoeléctrico.
3. Los dos representantes de los remitentes restantes corresponderán a los dos primeros remitentes que no son a su

vez generadores térmicos, ordenados de acuerdo con el numeral 1 de este artículo. Si el segundo remitente pertenece a la misma área de influencia del primero, se tomará el siguiente mayor remitente perteneciente a otra área de influencia.

**Parágrafo.** El representante del Centro Nacional de Despacho Eléctrico, o la entidad equivalente, será el director de dicha entidad o quien haga sus veces.

**Parágrafo.** Los representantes del Sistema Nacional de Transporte serán seleccionados de la siguiente forma:

1. Participarán todos aquellos representantes del Sistema Nacional de Transporte que tengan capacidad superior a 50 millones de pies cúbicos diarios.
2. Únicamente serán representantes de los sistemas de transporte los prestadores del servicio de transporte o transportadores definidos en el Capítulo I del presente Título.
3. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) certificará, a más tardar el 1 de marzo de cada año, cuáles sistemas de transporte tienen capacidad superior a 50 millones de pies cúbicos diarios.

**Parágrafo.** Ningún agente podrá representar simultáneamente a varias actividades en el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO).

**Parágrafo.** Una vez notificados, los representantes seleccionados deben expresar mediante comunicación escrita a la UPME, dentro de los 5 días calendario posteriores, su aceptación o rechazo a la participación en el CNO para el período correspondiente. En caso de no haber aceptación, la UPME procederá a nombrar un reemplazo, conforme al orden de la lista.

**Parágrafo.** En caso de que alguno de los representantes de los productores o de los remitentes en el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO) comunique por escrito a la Secre-

*Concordancia interna:* num.  
1.1. Definiciones.

taría Técnica que no desea continuar participando en el CNO, esta Secretaría notificará a la UPME, con el fin de que proceda a señalar su reemplazo conforme al orden de la lista, dentro de los siguientes quince (15) días calendario.

[Decreto 1073 de 2015,](#)  
[art. 2.2.2.3.1.](#)

Serán funciones del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO) las contenidas en la Ley 401 de 1997, en el Decreto 1175 de 1999, la Resolución 071 del 3 de diciembre de 1999 de la CREG y demás normas que regulen la materia.

[Decreto 1073 de 2015,](#)  
[art. 2.2.2.3.2.](#)

El CON (*sic*) podrá deliberar con las dos terceras partes de sus miembros y sus decisiones deberán ser tomadas por mayoría que incluya el voto favorable de por lo menos dos (2) de los representantes de los productores, dos (2) de los representantes de los remitentes y dos (2) de los representantes de los transportadores. En caso de empate, el voto del representante del ministro de Minas y Energía se contará doblemente.

[Decreto 1073 de 2015,](#)  
[art. 2.2.2.3.3.](#)

La Secretaría Técnica del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO), y su financiamiento, serán establecidos en el estatuto interno de funcionamiento del mismo.

**Parágrafo.** El Ministerio de Minas y Energía no participará en la financiación del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO).

[Decreto 1073 de 2015,](#)  
[art. 2.2.2.3.4.](#)

La UPME, con base en las cifras de producción, demanda y capacidad del año inmediatamente anterior comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre, determinará la participación de los miembros representantes ante el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO). Dicho estudio debe ser publicado antes del 1 de marzo del año en consideración. La nueva conformación del CNO iniciará sus atribuciones a partir del 30 de abril del año en consideración.

[Decreto 1073 de 2015,](#)  
[art. 2.2.2.3.5.](#)

## 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.

*Concordancia externa:*

[Ley 401 de 1997,](#)  
[art. 3, par. 3.](#)

## 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

---

a. 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 disposiciones que expida la Comisión.

b. Condiciones para autorizar el acceso a los sistemas de transporte por parte de usuarios conectados o que puedan conectarse a sistemas de distribución:

Los transportadores de gas natural por tubería no podrán autorizar el acceso a los gasoductos de su propiedad o que

[Resolución CREG 171](#)  
[de 2011, art. 1.](#)

se encuentran bajo su control, a cualquier usuario regulado o usuario no regulado, que en el momento de la solicitud de conexión se encuentre conectado a un sistema de distribución o pueda conectarse a un sistema de distribución.

Los transportadores solo podrán aceptar el acceso de un usuario regulado atendido a través de un comercializador o de un usuario no regulado conectado previamente a un sistema de distribución o que se pueda conectar a un sistema de distribución, cuando como consecuencia de condiciones técnicas (flujo, presión, volumen, calidad del gas, entre otras) o de seguridad, la demanda de dicho usuario no pueda ser atendida por el distribuidor que le presta o le puede prestar el servicio.

El usuario que esté conectado o se pueda conectar a un sistema de distribución y que por las razones antes señaladas solicite el acceso al transportador, deberá presentarle a este un documento expedido por el distribuidor en donde se indiquen las razones técnicas del por qué no le es posible prestarle el servicio a dicho usuario.

Para los efectos del literal b de este artículo, cuando se hace referencia al acceso a un sistema de distribución por parte de un usuario no regulado, se debe entender que esta expresión no incluye a los “distribuidores-comercializadores”.

Las disposiciones del literal b de este artículo se aplican a las conexiones de inmuebles o predios, sin importar cualquier modificación relativa a la propiedad, posesión, tenencia, usufructo, administración o similares que pueda ocurrir en relación con estos.

### **2.1.2. Imposición de acceso físico a los sistemas de transporte**

---

Si transcurridos quince (15) días hábiles 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

[Resolución CREG 169 de 2011, art. 5.](#)

de la misma no se ha llegado a ningún acuerdo con quien o quienes han solicitado el acceso, la Comisión podrá imponer, a petición de cualquier interesado, 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:

- (i) El beneficiario en cuyo favor se impone.
- (ii) La empresa transportadora a la cual se impone el acceso.

En todo caso, la Comisión podrá solicitar a las entidades competentes investigar si la renuencia del transportador implica un incumplimiento de los deberes legales relacionados con el acceso o interconexión, o una conducta contraria a la libre competencia. 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 aplicables.

### 2.1.3. Acceso a gasoductos dedicados

---

Los gasoductos dedicados deben cumplir las siguientes disposiciones:

- a) Mientras sea de uso exclusivo, no requiere solicitar cargos a la CREG.
- b) Este gasoducto debe tener libre acceso a terceros, si técnicamente es posible considerando la demanda actual y proyectada del propietario del gasoducto dedicado.
- c) Si hay una solicitud de conexión de un productor comercializador, un transportador, un distribuidor o un usuario no regulado y esta es técnicamente factible, el servicio deberá ser prestado por un transportador, quien deberá solicitar cargos a la CREG. En este caso, el gasoducto ya no será dedicado y

[Resolución CREG 175 de 2021, art. 40.](#)

Concordancia: [Resolución CREG 102 008 de 2024.](#)

pasará a ser de uso y le serán aplicables todas las disposiciones contenidas en esta resolución.

La aplicación de la disposición anterior deberá implementarse en un plazo no mayor a un año calendario contado desde que el tercero se conecte al gasoducto. Si ya hay un tercero conectado al gasoducto dedicado el plazo será de un año calendario a partir de la vigencia de la presente resolución.

- d) Para el cálculo de los cargos se aplicará el procedimiento descrito en el artículo 10 y siguientes de la presente resolución. Respecto a la valoración de la inversión de gasoductos en operación se tendrá en cuenta (i) el valor en libros incluyendo la depreciación del gasoducto al momento de la definición del cargo, y (ii) el plan de inversiones para los siguientes cinco años. Los cargos así determinados estarán vigentes hasta la definición de nuevos cargos con la expedición de una nueva metodología.

## 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.

**Nota:** en relación con el servicio de transporte de gas natural en el Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural, deberá tenerse en cuenta lo dispuesto por la Resolución CREG 102-10 de 2024, “por la cual se modifica la Resolución CREG 185 de 2020”, que establece: “**Artículo 1. Objeto.** *Mediante la presente resolución se modifica la Resolución CREG 185 de 2020 para (i) permitir contrataciones de capacidad de transporte de gas natural cuya ejecución inicie después del último trimestre estándar de 2025, y, (ii) adecuar la regulación a las medidas adoptadas por la política del sector de gas combustible*”.

*Concordancia externa:* [Ley 142 de 1994, art. 73, num. 4;](#) [Resolución CREG 175 de 2021, art. 1;](#) [Resolución CREG 102 010 de 2024,](#) “por la cual se modifica la [Resolución CREG 185 de 2020](#)”.

### 2.2.1. Asignación de capacidad disponible primaria

---

Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 7 y 8 de esta resolución aplicarán el procedimiento establecido en el presente artículo para negociar y/o asignar capacidad disponible primaria y capacidad disponible primaria asociada al transportador incumbente. Estas negociaciones o asignaciones se harán en cada uno de los trimestres estándar aplicando el siguiente procedimiento:

1. **Divulgación de capacidad disponible primaria y de capacidad demandada:** durante el trimestre en el que se realice la negociación se ejecutarán los siguientes pasos para determinar la capacidad disponible y la capacidad demandada:

- a) El primer día hábil del trimestre el gestor del mercado calculará, cuando aplique, y publicará en el BEC la siguiente información para cada tramo o grupo de gasoductos definidos para efectos tarifarios en cada sistema de transporte:
  - i. La CMMP y la CCOMP con desagregación trimestral y para un horizonte de 10 años desde el primer día del siguiente trimestre, expresada en KPCD. Se deberán mostrar las cantidades en cada dirección del gasoducto, o grupo de gasoductos, cuando haya condición de contraflujo.
  - ii. El cálculo de la capacidad total comprometida en contratos firmes, contratos firmes trimestrales, contratos de transporte con firmeza condicionada, contratos de opción de compra de transporte y contratos de transporte de contingencia, con desagregación trimestral y para un horizonte de 10 años desde el primer día del siguiente trimestre, expresada en KPCD. Se deberán mostrar las cantidades comprometidas en cada dirección del gasoducto, o grupo de gasoductos, cuando haya condición de contraflujo.

Dentro de la capacidad total comprometida se deberán mostrar las cantidades comprometidas en contratos de contingencia.

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 15.](#)

Modificada parcialmente por la [Resolución CREG 102 010 de 2024, art. 2º.](#)

*Concordancia externa:*  
[Resolución CREG 1 de 2021, art. 2.](#)

- iii. El cálculo de la capacidad disponible primaria, o la capacidad disponible primaria asociada al transportador incumbente, determinada como se establece en el anexo 1 de la presente resolución, con desagregación trimestral y para un horizonte de 10 años desde el primer día del siguiente trimestre, expresada en KPCD. Se deberán mostrar las cantidades disponibles en cada dirección del gasoducto, o grupo de gasoductos, cuando haya condición de contraflujo.
- b) Hasta el quinto día hábil del trimestre los remitentes interesados en contratar capacidad solicitarán al transportador, o al transportador incumbente, las capacidades que desean negociar, con sujeción a la duración establecida en el artículo 16 de la presente resolución. En estas solicitudes se especificarán las cantidades en KPCD y la modalidad de contratos con desagregación trimestral para las modalidades firme, firme trimestral, firmeza condicionada, opción de compra y contratos de contingencia. La capacidad solicitada podrá ser distinta para distintos trimestres, pero dentro de cada trimestre deberá corresponder a un único valor.
- c) Hasta el séptimo día hábil del trimestre el transportador, o el transportador incumbente, declarará al gestor del mercado las capacidades solicitadas por los remitentes, según lo establecido en el literal b) anterior. Esta declaración se hará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.
- d) Hasta el noveno día hábil del trimestre el gestor del mercado publicará en el BEC las capacidades declaradas por el transportador o el transportador incumbente, según lo establecido en el literal c) anterior. Estas capacidades tendrán desagregación trimestral y para un horizonte de 10 años desde el primer día del siguiente trimestre, expresadas en KPCD. Se deberán mostrar las cantidades solicitadas en cada dirección del gasoducto, o grupo de gasoductos, cuando haya condición de contraflujo.

- e) Hasta el decimosegundo día hábil del trimestre, los remitentes interesados en contratar capacidad podrán ajustar ante el transportador, o el transportador incumbente, las capacidades solicitadas según el literal b) anterior.

Los remitentes que no solicitaron capacidad hasta el quinto día hábil del trimestre podrán solicitar capacidad en este ajuste.

- f) Hasta el decimocuarto día hábil del trimestre el transportador, o el transportador incumbente, declarará al gestor del mercado las capacidades ajustadas por los remitentes según lo establecido en el literal e) anterior. Esta declaración se hará a través del medio y del formato que defina el gestor del mercado.

- g) Hasta el decimosexto día hábil del trimestre el gestor del mercado publicará en el BEC las capacidades ajustadas declaradas por el transportador, o el transportador incumbente, según lo establecido en el literal f) anterior.

Estas capacidades tendrán desagregación trimestral y para un horizonte de 10 años desde el primer día del siguiente trimestre, expresadas en KPCD. Se deberán mostrar las cantidades solicitadas en cada dirección del gasoducto, o grupo de gasoductos, cuando haya condición de contraflujo.

- h) A partir del decimoséptimo día hábil del trimestre el transportador, o el transportador incumbente, y los remitentes que solicitaron capacidad de transporte con base en lo establecido en los literales b) y e) anteriores, negociarán las capacidades solicitadas aplicando las reglas establecidas en el numeral 2 del presente artículo.

**2. Negociación y/o asignación de capacidad disponible primaria:** la capacidad disponible primaria en cada tramo o grupo de gasoductos, publicada por el gestor según el numeral 1, literal a), numeral iii del presente artículo, se negociará o asignará a los remitentes que solicitaron capacidad en los

términos del numeral 1, literales b) y e) del presente artículo, como sigue:

- a) Si en el horizonte de 10 años, la capacidad total solicitada es menor o igual a la capacidad disponible primaria, el transportador, o el transportador incumbente, negociará la capacidad disponible primaria directamente con los remitentes. La negociación directa a que hace referencia este literal se puede realizar hasta que se identifique la existencia de congestión contractual en algún trimestre durante este horizonte, por parte del transportador o el transportador incumbente.  
Para contratar capacidad firme las partes se acogerán a lo previsto en el artículo 16 de la Resolución CREG 126 de 2010, modificado por la Resolución CREG 079 de 2011, y aquellas que la modifiquen o sustituyan. [Nota: la Resolución CREG 126 de 2010, fue derogada por la Resolución CREG 175 de 2021, art. 47].
- b) Si en uno o varios de los trimestres estándar siguientes al trimestre en el que se realiza la negociación se presenta congestión contractual, la capacidad disponible primaria se asignará conforme al mecanismo de asignación que en resolución aparte determine la Comisión.
- c) La capacidad disponible primaria de los trimestres estándar donde no haya congestión, se negociará directamente con los remitentes por parte del transportador o el transportador incumbente.
- d) La capacidad disponible primaria de los trimestres estándar donde no hubo congestión y no fue negociada en los términos del literal c) anterior, estará disponible para que el transportador la comercialice diariamente, en los términos del artículo 17.
- e) Si en alguno o varios de los trimestres estándar del horizonte de 10 años, siguientes al decimosegundo trimestre estándar en el que se realiza la negociación de capacidad disponible primaria, se presenta congestión contractual, el transportador, o el transportador incumbente, identificará la fecha de congestión contractual de largo plazo y procederá así:  
El transportador, o el transportador incumbente, aplicará el procedimiento establecido en el artículo 18 de la presente re-

solución, con el fin de determinar la necesidad de ampliación en su sistema de transporte para atender las necesidades de capacidad a partir de la fecha de congestión contractual de largo plazo.

3. **Registro de contratos:** los contratos resultantes de las negociaciones y/o asignaciones corresponderán a un contrato de transporte firme de capacidades trimestrales y deberán estar registrados ante el gestor del mercado a más tardar el último día hábil del trimestre estándar en el que se realizó la negociación y/o asignación de capacidad disponible primaria. Las capacidades disponibles primarias que no se contraten, o que correspondan a contratos que no se registraron a más tardar el último día hábil del trimestre estándar en el que se realizó la negociación y/o asignación, harán parte de las capacidades disponibles para negociar en el siguiente trimestre estándar.

**Parágrafo 1.** Los contratos de transporte que estén vigentes al momento de la expedición de la presente resolución y que tengan fecha de vencimiento anterior al último día de uno de los trimestres estándar, podrán ser acortados o extendidos, de mutuo acuerdo entre las partes, hasta el último día del trimestre estándar anterior o posterior en que terminen.

**Parágrafo 2.** La CTEMP que determine el transportador no podrá comprometer la operación del sistema ni el cumplimiento de los contratos de transporte que haya celebrado el transportador, o el transportador incumbente.

**Parágrafo 3.** La ocurrencia de desvíos dentro de los tramos de gasoductos contratados por el remitente primario no dará lugar al cobro de cargos adicionales por el servicio de transporte. La ocurrencia de desvíos por fuera de los tramos de gasoductos contratados por el remitente primario dará lugar al cobro de cargos que remuneren el uso de los tramos no contratados, como parte de los ingresos de corto plazo del transportador de

que trata la Resolución CREG 126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya. Los desvíos se deberán ajustar a las condiciones operativas definidas en el RUT.

**Parágrafo 4.** Las partes podrán acordar las garantías contractuales.

**Parágrafo 5.** Derogado por el artículo 47 de la Resolución CREG 175 de 2021.

**Parágrafo 6.** Adicionado por Resolución CREG 102 10 de 2024, art. 2: “Conforme a las disposiciones del parágrafo 4 del artículo 2.2.2.2.24 del Decreto 1073 de 2015, los transportadores podrán comercializar la capacidad disponible primaria en cualquier momento en las condiciones de duración que ellos definan, siguiendo el procedimiento previsto de registro de contratos en el anexo 2 de esta resolución”.

**Parágrafo 7.** Adicionado por Resolución CREG 102 10 de 2024, art. 2: *“Cuando en aplicación del artículo 29 de la Resolución CREG 175 de 2021, o aquel que lo modifique o sustituya, se agreguen o seccionen tramos, las partes deberán reflejar esas situaciones en los contratos de capacidad de transporte de gas natural al inicio del segundo trimestre estándar siguiente a la fecha en la que quede en firme la actuación particular. Lo anterior, teniendo en cuenta lo dispuesto en el inciso final del numeral 1.3 de la Resolución CREG 071 de 1999 o aquella que la modifique o sustituya”.*

### 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 de su respuesta.

**PARÁGRAFO:** derogado por [Resolución CREG 89 de 2013](#), art. 56.

### 2.2.3. Contratos de servicio de transporte

---

En el mercado secundario de capacidad de transporte de gas natural sólo podrán pactarse las siguientes modalidades de contratos de transporte:

1. Contrato de transporte firme.
2. Contrato de transporte firme trimestral.
3. Contrato de transporte con firmeza condicionada.
4. Contrato de opción de compra de transporte.
5. Contrato de transporte de contingencia.
6. Contrato de transporte con interrupciones.

Con excepción de los contratos de transporte con interrupciones, los contratos señalados en este artículo deberán cumplir las condiciones establecidas en los artículos 10, 11, 13, 14 de la presente resolución.

**PARÁGRAFO 1.** Los contratos del mercado secundario que estén en vigor a la entrada en vigencia de la presente resolución continuarán rigiendo hasta la fecha de terminación pactada en los mismos. Sin embargo, las partes no podrán prorrogar su vigencia.

**PARÁGRAFO 2.** Todos los contratos del mercado secundario serán de entrega física.

[Resolución CREG 102 015 de 2025, art. 26.](#)

**PARÁGRAFO 3.** Cada contrato que se suscriba en el mercado secundario sólo podrá adoptar una de las modalidades contractuales establecidas en este artículo y no podrá contrariar, en forma alguna, la definición establecida en el Artículo 3 de la presente resolución para la respectiva modalidad contractual. Dicha definición deberá estar en el objeto del contrato, así como en sus cláusulas, según su modalidad.

**PARÁGRAFO 4.** En las negociaciones de capacidad de transporte que se realicen en el mercado secundario, el remitente cesionario, el remitente secundario o el remitente de corto plazo, según corresponda, se acogerá al acuerdo de balance adoptado entre el remitente primario y el transportador.

**PARÁGRAFO 5.** Con excepción de los contratos de transporte con interrupciones durante la vigencia de los contratos señalados en este artículo, las obligaciones de dichos contratos se considerarán permanentes y por el 100% de la capacidad contratada.

**PARÁGRAFO 6.** La duración permisible para labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos serán las acordadas por las partes del contrato, sin que se superen las establecidas en el Artículo 12 de esta resolución.

---

**Nota:** la Resolución CREG 185 de 2020 “Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural” y la Resolución CREG 102 015 de 2025 “Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural”, y sus normas modificatorias, regulan los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural, en especial, la comercialización de capacidad de transporte y las negociaciones del suministro de gas natural utilizado efectivamente como combustible, que se realicen en el mercado primario y en el mercado secundario.

### 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 al empaquetamiento, que puede ser prestado por el transportador o 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.

*Concordancia externa:*  
[Resolución CREG 55 de 2019](#); [Resolución CREG 76 de 2019, art. 3.](#)

- 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.

### 3. CONEXIONES

#### 3.1. RESPONSABILIDAD Y PROPIEDAD DE LA CONEXIÓN Y DE LOS PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA

---

Las responsabilidades de las partes con respecto a las conexiones, puntos de entrada y puntos de salida al Sistema Nacional de Transporte serán las siguientes:

Con respecto a los puntos de entrada y salida:

[Resolución CREG 169 de 2011, art. 3.](#)

- a) Los transportadores serán los propietarios de los puntos de entrada y puntos de salida y serán responsables por su construcción.
- b) Los transportadores serán responsables por la adquisición de los terrenos y derechos, 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.
- c) Los transportadores serán responsables de la operación y mantenimiento de los puntos de entrada y puntos de salida.
- d) Los transportadores deberán cumplir con las normas técnicas y de seguridad establecidas por la autoridad competente, y no podrán negarse a construir un punto de entrada o de salida siempre que la construcción de dichos puntos sea técnicamente factible.

La construcción de puntos de salida sobre un tramo de gasoducto del SNT es técnicamente factible si cumple con los siguientes requisitos:

- i) Se ajusta a los requerimientos de normas técnicas, ambientales y de seguridad aplicables.
- ii) Incluye válvula de operación remota compatible con el sistema de comunicaciones del respectivo sistema de transporte, en aquellos casos en los cuales se requiera su instalación de acuerdo con lo establecido en el anexo 1;
- iii) La capacidad disponible primaria es superior o igual a la capacidad de transporte demandada (CTD) por el remitente potencial.

Si la capacidad CTD es mayor que la capacidad disponible primaria, el nuevo punto de salida se podrá construir cuando se amplíe la capacidad máxima de tal manera que exista capacidad disponible primaria suficiente para atender la solicitud. Para la ampliación de la capacidad máxima del sistema se puede seguir el procedimiento del numeral 2.2 de este Reglamento.

Para obtener la capacidad máxima del tramo el transportador debe calcular la capacidad máxima de mediano plazo del respectivo sistema, CMMP, utilizada para efectos del cálculo de cargos regulados de transporte. El

cálculo se debe hacer con base en el procedimiento adoptado por la CREG en la metodología vigente de remuneración de la actividad de transporte de gas natural;

- iv) La demanda del remitente potencial no pueda ser atendida por el distribuidor que le presta o le puede prestar el servicio, como consecuencia de condiciones técnicas o de seguridad, de acuerdo con la regulación desarrollada al respecto en resolución independiente.
- v) Si el remitente potencial es un usuario que hace parte de la demanda esencial, según lo establecido en el Decreto 2100 de 2011, además de solicitar el acceso deberá suscribir un contrato de transporte en firme.

La construcción de puntos de entrada sobre un tramo de gasoducto del SNT es técnicamente factible si:

- i) Se ajusta a los requerimientos de normas técnicas, ambientales y de seguridad aplicables e;
  - ii) Incluye válvula de operación remota compatible con el sistema de comunicaciones del respectivo sistema de transporte, en aquellos casos en los cuales se requiera su instalación de acuerdo con lo establecido en el anexo 1 de la presente resolución.
- e) Los perjuicios ocasionados por intervenciones en los puntos de entrada y salida, que configuren falla en la prestación del servicio serán responsabilidad de los transportadores, sin perjuicio de la obligación de dar aviso amplio y oportuno a los agentes involucrados.
  - f) El remitente potencial deberá pagar al transportador los costos eficientes por la construcción, operación y mantenimiento de los puntos de entrada y salida, y como máximo los valores calculados de conformidad con el anexo 1 de la presente resolución.

Con respecto a la conexión:

- a) El remitente potencial será el responsable por la construcción de la conexión. Cuando la conexión para un usuario no regulado esté construida sobre espacios públicos, el transportador será el responsable y encargado de la operación y el mantenimiento de la misma.

- b) El remitente potencial será responsable por la adquisición de los terrenos y derechos, así como por la obtención de las respectivas licencias y permisos requeridos para la construcción y operación de la conexión.
- c) El remitente potencial será responsable de la operación y mantenimiento de la conexión, y deberá presentar al transportador un programa anual de mantenimiento. Se exceptúa esta condición cuando el remitente potencial sea un distribuidor.
- d) Los perjuicios ocasionados por reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la conexión serán responsabilidad del remitente potencial o del transportador en los casos en que este sea el operador de la conexión, sin perjuicio de la obligación de dar aviso amplio y oportuno a los agentes involucrados.
- e) El transportador no estará obligado a proporcionar el servicio de transporte hasta tanto las instalaciones del remitente potencial cumplan con los requerimientos de las normas técnicas y de seguridad vigentes del RUT.
- f) En el caso de que la conexión sea construida por un tercero distinto al transportador, para efectos de verificar el cumplimiento de las especificaciones de calidad y seguridad existirán las siguientes alternativas: i) que el transportador adelante la interventoría a costa del propietario; o ii) que el remitente contrate una entidad certificadora debidamente acreditada por la autoridad competente.
- g) El remitente potencial está obligado a realizar el mantenimiento de la conexión y las labores de coordinación con el plan de contingencias del transportador. Para lo anterior podrá contratar al transportador o un tercero especializado en estas labores, dando cumplimiento a las normas de las autoridades respectivas con respecto a la atención de emergencias y desastres.
- h) El propietario deberá suministrar un equipo de medición que sea compatible con los sistemas de telemetría del transportador.  
Los activos de los puntos de entrada y salida no serán incluidos en la base de activos para definir los cargos regulados

para remunerar la actividad de transporte, con excepción de aquellos que hayan sido incluidos por la CREG en la base de activos a la fecha de expedición de la presente resolución.

### 3.2. SOLICITUD DE COTIZACIÓN DE PUNTOS DE ENTRADA Y PUNTOS DE SALIDA

---

El procedimiento aplicable para solicitar el acceso físico a los gasoductos del Sistema Nacional de Transporte, será el siguiente:

[Resolución CREG 169 de 2011, art. 3.](#)

- i) El remitente potencial presentará al transportador la solicitud de acceso y la cotización del punto de entrada o de salida, la cual deberá contener como mínimo lo siguiente:
  - a) Condiciones técnicas bajo las cuales la requiere;
  - b) 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.
- ii) El transportador analizará la factibilidad técnica de otorgar el acceso y en un plazo de cinco (5) días hábiles deberá señalar si es factible o no atender la solicitud de acceso. El transportador deberá informar al remitente potencial si su solicitud infringe cualquier norma de carácter técnico que no le permita presentar una oferta sobre la misma. El análisis de factibilidad técnica incluye la verificación de que existe capacidad disponible primaria para atender la solicitud del remitente potencial.
- ii) Una vez confirmada la factibilidad, el transportador deberá presentar una cotización de la construcción de punto de entrada y punto de salida a su sistema de transporte, en un plazo máximo de quince (15) días hábiles contados a partir de la confirmación de la factibilidad de construcción de puntos de entrada o puntos de salida.

La cotización de la construcción del punto de entrada o de salida por parte del transportador, contendrá como mínimo los siguientes aspectos:

- a) El costo 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.
  - c) La presión de máxima de operación permisible que debe considerar para el diseño de la conexión.
  - d) Las condiciones comerciales que se asemejen a la práctica mercantil de presentación de ofertas.
- iv) El remitente potencial deberá informar al transportador si acepta o rechaza la oferta de acceso físico, dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la recepción de la comunicación del transportador. Si no hay respuesta formal, expresa y escrita por parte del remitente potencial se entenderá que desiste de la solicitud.
- v) El acceso definitivo debe estar construido y habilitado plenamente en un plazo máximo de cuatro (4) meses, contados a partir del recibo de confirmación del remitente potencial y después de que exista un acuerdo de pago entre las partes, plazo que solo podrá ser extendido antes de su vencimiento, bajo una razón debidamente sustentada enviada por escrito al remitente, cuya copia deberá ser enviada a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

El costo máximo que un transportador puede cobrar por la construcción, operación y mantenimiento de un punto de entrada o un punto de salida, será el que resulte de aplicar las disposiciones establecidas en el anexo 1 de la presente resolución. Cuando el acceso no sea factible por razones técnicas o de seguridad, se podrá rechazar la solicitud, no obstante, en la respuesta del transportador deberá especificarse si se tiene previsto un plan de expansión que permita ofrecer servicios de transporte y en qué plazo estimado estaría disponible. La justificación del análisis de factibilidad técnica deberá ser entregada al remitente potencial como anexo a la respuesta de la solicitud de acceso y deberá enviarse una copia del mismo a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Lo anterior solo aplica para las solicitudes de acceso a través de puntos de salida.

Con excepción de lo establecido en el numeral 3.1, literal d, numeral v) de esta resolución, el transportador no podrá condicionar el acceso físico de un remitente potencial a la celebración de contratos de servicios de transporte, a menos que para conceder el acceso se requiera la expansión del gasoducto porque al momento de la solicitud de acceso no existe la factibilidad técnica para otorgarlo.

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 los daños, estos persisten, el transportador suspenderá el servicio.

La oferta que presente el transportador al remitente potencial se asimilará para todos los efectos a una oferta mercantil, de conformidad con lo establecido en el Código de Comercio.

### 3.3. CONDICIONES DE CONEXIÓN

---

Cuando la naturaleza del equipo de gas del remitente pueda ocasionar contra-presión 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, quién 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

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 3.](#)

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 Y ESTACIONES PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE SALIDA**

---

El transportador será el responsable de la administración, operación y mantenimiento de las conexiones y de las estaciones

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 3.](#)

para transferencia de custodia de salida que se encuentren incluidas en la base de activos utilizada para establecer la remuneración de la actividad de transporte de gas natural.

Los costos de conexiones y estaciones que no se encuentran incluidas en la base de activos utilizada para establecer la remuneración de la actividad de transporte de gas natural, tendrán un tratamiento independiente de los cargos de transporte y serán cubiertos por los usuarios que se beneficien de las mismas.

### **3.5. CONEXIONES Y ESTACIONES PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE ENTRADA**

---

Los costos de las conexiones y de las estaciones para transferencia de custodia de entrada del Sistema Nacional de Transporte, así como su administración, operación y mantenimiento, serán responsabilidad del productor-comercializador y deberán tener, como mínimo:

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 3.](#)

- a. Sistemas de medición para transferencia de custodia.
- b. Equipos de análisis en línea para verificar las especificaciones de calidad del gas, según lo dispuesto en el numeral 6.3 del presente RUT, o aquellas normas que lo modifiquen o adicionen.
- c. Puerto de comunicación disponible para la transmisión de parámetros de flujo y de calidad a los centros principales de control del transportador, que sea compatible con los sistemas del productor-comercializador, o comercializador para el caso de intercambios internacionales, y del transportador.

### **3.6. ESTACIONES PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA ENTRE TRANSPORTADORES DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE O CON INTERCONEXIONES INTERNACIONALES PARA EXPORTACIÓN**

---

Salvo que la estación para transferencia de custodia entre transportadores esté incluida en la base tarifaria del transportador

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 4.](#)

existente, la administración, la operación y el mantenimiento de las estaciones entre transportadores del Sistema Nacional de Transporte y de interconexiones internacionales para exportación serán responsabilidad del transportador que se conecte al Sistema Nacional de Transporte existente. El transportador que se conecte al Sistema Nacional existente será aquel que requiera la estación para prestar el respectivo servicio. Estas estaciones deberán tener como mínimo:

- a. Sistemas de medición de transferencia de custodia.
- b. Equipos de análisis en línea para verificar las especificaciones de calidad del gas, según lo dispuesto en el numeral 6.3 del presente RUT, o aquellas normas que lo modifiquen o adicionen.
- c. Puerto de comunicación disponible para la transmisión de parámetros de flujo y de calidad a los centros principales de control de los transportadores involucrados, que sea compatible con los sistemas de ambos transportadores.

*Concordancia externa:* [Decreto 2100 de 2011, art. 24](#); [Decreto 1073 de 2015, art. 2.2.2.3.6](#); [2.2.2.3.7](#).

### **3.6. (Si) COSTOS MÁXIMOS DE CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA**

---

El valor máximo que un transportador puede cobrar por la construcción, operación y mantenimiento de un punto de entrada o un punto de salida será el que resulte de aplicar la metodología del anexo 1 de la presente resolución.

[Resolución CREG 169 de 2011, art. 4.](#)

Los costos máximos están calculados a precios de diciembre de 2010. Para efectos de su aplicación en el momento requerido, deberán actualizarse con los índices del IPP e IPC publicados por el DANE, respectivos a los valores del último mes disponible a la fecha de cotización y de acuerdo con la fórmula contenida en el anexo 1.

Los valores máximos de construcción, operación y mantenimiento de puntos de entrada y salida, definidos conforme a la

metodología definida en la presente resolución, también serán aplicables para el acceso físico a gasoductos dedicados.

El período para recuperar el valor eficiente de la inversión en los puntos de entrada y salida será acordado entre las partes, de acuerdo con las negociaciones que adelanten.

La vida útil de los activos de puntos de entrada y salida será de treinta (30) años, con excepción de la Unidad Constructiva Válvula de Corte (UCVAL). Para la válvula de corte (UCVAL), las condiciones de reposición serán acordadas entre las partes y en todo caso el período de vida útil no será menor a diez (10) años. Durante estos tiempos, todos los componentes del punto de entrada o salida que deban ser sustituidos, serán asumidos por el transportador sin cargo alguno para el remitente. Después de finalizada la vida útil respectiva, los cambios serán a cargo de los remitentes, teniendo en cuenta los costos dispuestos en la presente resolución.

**PARÁGRAFO.** Las disposiciones de costos máximos del presente artículo serán aplicables a los propietarios de los gasoductos dedicados.

## **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 Domiciliarios (SSPD),

cuando se lo soliciten, la información que sea necesaria para verificar el cumplimiento de las normas antes mencionadas. En el evento 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 CPC 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.
- l) Las demás asignadas en este reglamento.

Los transportadores mantendrán en funcionamiento sus CPC 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 CPC, 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 CPC 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. 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
16:25	Hora límite para el recibo por parte de los CPC, de las nominaciones efectuadas por sus remitentes.
18:20	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.
18:50	Hora límite para el envío de la cantidad de energía confirmada por parte de los remitentes, a los CPC respectivos.
19:50	Hora límite para la coordinación de programas de transporte entre los CPC.
20:20	Hora límite para que el CPC envíe a sus remitentes el programa de transporte de gas definitivo.

**Parágrafo:** en todo caso, el ciclo de nominación de transporte se iniciará una (1) hora y veinte (20) minutos después de concluido el despacho eléctrico, según los horarios para el despacho eléctrico determinados por la CREG, sin exceder las 16:25 horas del día anterior al día de 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.

[Resolución CREG 8 de 2018, art. 1.](#)

Durante la nominación el CPC aplicará lo siguiente:

- a) Cuando el desbalance acumulado al término del día D-1 de un remitente sea mayor o igual al 5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, el transportador deberá aceptar en la nominación de transporte a la entrada, para el día D+1, la diferencia entre el equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador y la cantidad total de energía acumulada del desbalance. Si al aplicar este ajuste en la nominación durante cinco (5) días consecutivos no se logra un desbalance acumulado menor al 5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, la cuenta de balance entre el transportador y el respectivo remitente se ajustará automáticamente al 5% el sexto día.

Las cantidades del desbalance acumulado que el transportador ajuste automáticamente el sexto día deberán restarse del desbalance entre el transportador y el vendedor que entregó el gas al sistema de transporte, y en la nominación para el séptimo día se tendrá en cuenta el desbalance acumulado del 5% que quedó en el sexto día.

Si por razones asociadas exclusivamente a la estabilidad operativa del sistema, el transportador no puede autorizar la entrega de una cantidad de energía de desbalance dentro del plazo establecido, tal cantidad no se contabilizará para propósitos de la medición del 5% del desbalance acumulado a partir de ese día de gas, y el transportador y el remitente acordarán la forma de liquidar esta cantidad de energía. La cantidad total de energía acumulada del desbalance no hará parte de las capacidades disponibles que debe declarar el transportador al gestor del mercado, en virtud de lo establecido en el numeral 1 del artículo 45 de la [Resolución CREG 114 de 2017](#), o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

- b) Para efectos de aplicar las disposiciones del literal a) anterior, los remitentes que atienden demanda regulada y los transportadores podrán acordar un porcentaje de desbalance acumulado al término del día D-1 superior al 5% de la cantidad equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador para atender demanda regulada; el porcentaje de desbalance

podrá variar entre los diferentes días de la semana. La cantidad transportada diariamente para la demanda regulada se determinará como se establece en el anexo 1 de la [Resolución CREG 70 de 2016](#), o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

- c) En los puntos con consumos menores a quinientos mil pies cúbicos por día (500 KPCD), y excepto cuando en estos puntos se esperen altos consumos para el siguiente día de gas, debidamente soportados al transportador por parte del remitente, el transportador autorizará diariamente una cantidad que no será superior al consumo promedio del último año calendario más un porcentaje que permita cubrir cantidades pico que superen el promedio. El transportador establecerá este porcentaje con base en los consumos diarios máximos de cada uno de los últimos 6 meses de prestación del servicio de transporte en el respectivo punto, y lo podrá ajustar mensualmente si es necesario.

El transportador publicará en el BEO, para los remitentes involucrados en los puntos de salida con consumos menores a 500 KPCD, el promedio del último año y el porcentaje que permita cubrir las cantidades pico que superen el promedio. El consumo de 500 KPCD corresponderá al consumo promedio del año calendario anterior.

No estarán sujetos a las disposiciones del literal a) anterior: i) aquellos remitentes conectados a un punto de salida cuyo consumo agregado sea menor a quinientos mil pies cúbicos por día (500 KPCD); y ii) aquellos puntos de salida que no dispongan de telemetría y en los cuales el transportador es el responsable de su disposición según el artículo 34 de la Resolución CREG 126 de 2010, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Las cantidades de gas que se almacenen en el gasoducto a través del servicio de parqueo no se tendrán en cuenta para estimar los desbalances acumulados de que trata el literal a) anterior.

Las nominaciones que realicen los participantes del mercado deberán corresponder a la mejor estimación de las cantidades que el agente efectivamente necesita para el siguiente día de gas.

Los participantes del mercado tienen la obligación de conservar el soporte de dicha estimación, el cual deberá estar disponible por un tiempo máximo de 5 años a efectos de ser verificado, cuando se requiera, por parte de la autoridad competente.

#### 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, este asumirá que la cantidad de energía autorizada es igual a la cantidad de energía nominada.

#### 4.5.1.3. Renominaciones de transporte

---

1. En relación con las renominaciones de suministro durante el día de gas se seguirán, además de las establecidas en el RUT, las siguientes reglas:
  - a) Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado solo podrán aceptar renominaciones

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 35.](#)

de suministro de gas que no afecten las cantidades asignadas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural. Como excepción podrán aceptar renominaciones de suministro de gas que afecten las cantidades asignadas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural, de conformidad con lo dispuesto en el literal b) de este numeral.

- b) Los adjudicatarios del proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural podrán solicitar renominaciones a través de los responsables de la nominación de gas. En este caso los responsables de la nominación de gas deberán solicitar la renominación e informar a los productores-comercializadores o a los comercializadores de gas importado, que la renominación la hacen a nombre del adjudicatario del proceso.
- c) No se permitirán renominaciones de parte del comprador del mercado primario, para la parte de ejecución del pago variable del contrato de las modalidades CF80 y CF95, que no fue nominada inicialmente y que fue utilizada por el vendedor del mercado primario para autorizar la entrega de la nominación de un contrato con interrupciones.

#### **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;
- l) Transportadores involucrados.

#### 4.5.2. Ciclo de 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
15:30	Hora límite para el recibo por parte de los productores-comercializadores o comercializadores, de las nominaciones diarias efectuadas por los remitentes.
16:15	Hora límite para que el productor-comercializador o comercializador autorice a los remitentes la cantidad de energía a suministrar.
18:50	Hora límite para que los remitentes confirmen la cantidad de energía a suministrar.
19:50	Hora límite para que los productores-comercializadores o comercializadores envíen al comprador de gas el programa de suministro de gas definitivo.

Parágrafo: 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 15:30 horas del día anterior al día de 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.

*Concordancia externa:*  
[Resolución CREG 185 de 2020, anexo 2, numeral 3.](#)

Cualquier agente, de común acuerdo con el productor-comercializador o comercializador, podrá acordar períodos 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.

*Concordancia externa:*  
[Resolución CREG 185 de 2020, art. 35, anexo 2.](#)

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.

*Concordancia externa:*  
[Resolución CREG 163 de 2017, art. 1.](#)

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

[Resolución CREG 77 de 2008, art. 1.](#)  
*Concordancia externa:*  
[Resolución CREG 163 de 2017, art. 1.](#)

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.

Cuando en la producción de gas natural o en el sistema de transporte de gas se presenten eventos durante el día de gas, que disminuyan el suministro de gas natural a uno o varios remitentes, se deberá proceder así: el productor-comercializador o el transportador, según el caso, le informará por escrito a los remitentes y al Centro Nacional de Despacho (CND), cuando se afecte el suministro de gas a plantas termoeléctricas, sobre la ocurrencia del evento y en lo posible la magnitud de la disminución en el suministro o de la capacidad de transporte de gas natural en cada punto de salida afectado.

#### **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.
- c) Acuerdo 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.

*Concordancia interna:* num.  
4.6.4. Acuerdo de balance.

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 cuenta 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:

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

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.

**Parágrafo:** 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.

*Concordancia externa:*  
[Resolución CREG 185 de 2020, arts. 13 y 14.](#)

En el caso del remitente, el incumplimiento o el cumplimiento tardío o parcial de cualquiera de las obligaciones podrá dar lu-

gar, 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**

---

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

[Resolución CREG 185 de 2020, art. 36.](#)

1. El transportador identificará a los remitentes a los que les incumplió debido a variaciones de salida negativas causadas por otros remitentes. El incumplimiento se entenderá, para estos efectos, como la interrupción total del flujo de gas a uno o más remitentes en el punto de terminación del servicio por parte del transportador. El transportador deberá relacionar estos remitentes a una agrupación de gasoductos en los términos de la Resolución CREG 163 de 2017, o aquella que la modifique o sustituya.
2. El transportador deberá identificar los remitentes que contribuyeron al incumplimiento, los cuales serán todos aquellos que estén conectados a la misma agrupación de gasoductos y que incurrieron en una variación de salida neta negativa definida así:
  - a. Para aquellos remitentes cuya medición de variación de salida es horaria, la variación de salida neta será determi-

nada desde las 00:00 horas del día D-2 hasta la hora del día de gas en que se presenta el incumplimiento.

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

3. El valor total de la compensación será asumido por todos los remitentes que tengan variaciones de salidas netas negativas, determinadas según el numeral 2 del presente artículo, en la agrupación de gasoductos donde se encuentre(n) el(los) remitente(s) a quien(es) se le(s) incumplió. El valor de la compensación se determinará de acuerdo con lo establecido en los numerales 1 o 2 del anexo 3 de esta resolución, según corresponda, y será distribuido entre los remitentes a prorrata de la cantidad de energía de las variaciones de salida netas negativas causadas por cada uno de esos remitentes.
4. El transportador cobrará a todos los remitentes el valor correspondiente de la(s) compensación(es) como un mayor valor para todos los remitentes con variaciones salida netas negativas, y como un menor valor para todos los remitentes a quien(es) le(s) incumplió por cuenta de variaciones de salida negativas, y conciliará y pagará con los remitentes dentro de los cuarenta días calendario siguientes al día de gas en que ocurrió el incumplimiento.

**Parágrafo 1.** Cuando el desbalance acumulado al término del día D-1 de un remitente sea menor o igual a -5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, el remitente dispondrá hasta el término del día D+1 para entregar al sistema de transporte toda la cantidad de energía acumulada del desbalance. Si el remitente no entrega la energía dentro de este plazo, el transportador tendrá hasta el día D+2 para restituir esa cantidad de energía al sistema, la cual cobrará al remitente a un único precio que se establece conforme al numeral 3 del anexo 3 de esta resolución. Si por razones asociadas exclusi-

vamente a la estabilidad operativa del sistema, el transportador no puede recibir esta cantidad de energía dentro del plazo establecido, tal cantidad no se contabilizará para propósitos de la medición del -5% del desbalance acumulado a partir de ese día de gas, y el transportador y el remitente acordarán la forma de liquidar esta cantidad de energía. Adicionalmente, el transportador le cobrará al remitente el valor estipulado en el numeral 4 del anexo 3 de la presente resolución por concepto del servicio de transporte del gas adicional extraído del sistema.

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

**Parágrafo 2.** Cuando en una estación reguladora de puerta de ciudad la medición de cantidades es común a varios remitentes, dentro de un sistema de distribución y ocurre un incumplimiento del transportador por causa de variaciones de salida, estos remitentes sólo pagarán compensación si la suma de las variaciones netas de todos los remitentes en la estación reguladora de puerta de ciudad o puerta de ciudad, determinadas desde las 00:00 horas del día D-2 hasta las 24:00 horas del día de gas en que se presenta el incumplimiento, es negativa.

**Parágrafo 3.** Cuando se presenten variaciones de salida negativas durante un día de gas causadas por un generador térmico, habrá lugar al pago, por parte del generador térmico, de la compensación a la que se hace referencia en este artículo, exceptuando aquellos eventos en que se presenten las siguientes condiciones: i) que el generador térmico haya presentado, a través de las herramientas previstas para ello, la renominación de cierta cantidad de energía para cumplir un requerimiento del Centro Nacional de Despacho originado en un redespacho o una autorización en el sector eléctrico; ii) que la renominación de esa cantidad de energía haya sido autorizada por el transportador; y iii) que dentro de las 48 horas siguientes al redespacho o

autorización el generador térmico haya entregado al transportador los soportes del redespacho o autorización expedidos por el Centro Nacional de Despacho.

**Parágrafo 4.** Todos los años, en septiembre, el CNO del sector eléctrico y el CNOG presentarán a la CREG sus análisis de coordinación de los sectores de energía eléctrica y de gas natural orientados a optimizar el despacho y redespacho de las plantas termoeléctricas a gas conforme a las condiciones del sistema de gas natural.

**Parágrafo 5.** Cuando en un punto de salida que no corresponda a un sistema de distribución, la medición de cantidades de energía sea común a varios remitentes, estos deberán firmar un acuerdo de asignación de la medición en el que se defina el responsable de la cuenta de balance y de las variaciones en el punto de salida. En este caso el transportador estará obligado a aceptar las nominaciones de gas únicamente cuando exista el acuerdo.

**Parágrafo 6.** Aquellos remitentes conectados a un punto de salida cuyo consumo agregado sea menor a quinientos mil pies cúbicos por día (500 KPCD) no estarán sujetos a las disposiciones de este artículo. Adicionalmente, para todos aquellos puntos de salida que correspondan a unidades constructivas de puertas de ciudad que no dispongan de telemetría al 1 de diciembre de 2020, no estarán sujetos a las disposiciones establecidas en el presente artículo. En aquellos puntos de salida que no dispongan de telemetría y en los cuales el transportador es el responsable de su disposición según el artículo 34 de la Resolución CREG 126 de 2010, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, los remitentes conectados a esos puntos no estarán sujetos a las disposiciones establecidas en el presente artículo.

**Parágrafo 7.** Para facilitar el ajuste de desbalances diarios, el transportador deberá publicar en el BEO los nombres de los re-

mitentes con desbalances mayores al 5% o menores al -5% al término del día de gas, sin identificar la cantidad del desbalance de cada uno de ellos. Esta información de cantidad deberá ser publicada únicamente para sus remitentes. El transportador deberá publicar en el BEO las cantidades de desbalances acumuladas al final del día de gas por tramos o grupos de gasoductos definidos para propósitos tarifarios.

**Parágrafo 8.** Toda la información relacionada con desbalances, variaciones de salida y compensaciones de que trata la presente resolución, se deberá conservar por el tiempo de acuerdo con lo que sobre cada caso en particular sea determinado por la normativa colombiana.

#### 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:

$$Pérdidas = \Sigma Ce + (Cai - Caf) - \Sigma Ct - \Sigma Cop.$$

Donde:

$\Sigma Ce$ : 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 energía almacenada en el sistema de transporte al final del período de análisis.
- $\Sigma$ Ct: sumatoria de la cantidad de energía tomada en todos los puntos de salida del sistema de transporte durante el período de análisis.
- $\Sigma$ 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 estos 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 este designe en el punto de transferencia de custodia, de conformidad con los términos y condiciones del presente reglamento y hasta el momento que lo toma el remitente o a quien este designe en el pun-

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 3.](#)

to de transferencia de custodia donde el transportador entrega el gas.

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 transferencia de custodia.

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 [sic]

[Resolución CREG 126 de 2013, art. 2.](#)

las estaciones para transferencia de custodia del Sistema Nacional de Transporte. Donde exista telemetría, la medición de estos parámetros se efectuará en línea sobre una base horaria o aquella que determine el transportador. Para aquellas estaciones en las cuales todavía no se [sic] esté implementada la telemetría, la determinación de volúmenes transportados, variaciones y desbalances de energía se realizará por parte del CPC, de forma tal que permita el cierre diario de la operación. Una vez se obtengan las mediciones correspondientes a las estaciones que no dispongan de telemetría, se efectuarán los ajustes del caso mediante proceso de reconciliación.

La medición o determinación, según sea el caso, de los parámetros establecidos en el presente reglamento en las estaciones para transferencia de custodia 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 de gas en estaciones de transferencia de custodia, de entrada**

Para determinar las cantidades de energía y la calidad del gas en las estaciones de transferencia de custodia, de entrada, el productor-comercializador deberá disponer, a su costo, de todos los equipos en línea requeridos para medir el volumen y la calidad, según lo dispuesto en el numeral 6.3 de la presente resolución, o aquellas normas que lo modifiquen o adicionen, y será responsable de la operación y mantenimiento de los mismos. El transportador será el responsable de la medición en línea para determinar la cantidad de energía y verificar la calidad del gas en las estaciones de transferencia de custodia, de entrada. El productor-comercializador deberá contar con toda la información en línea requerida

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 3.](#)

Concordancia interna: num. 3.4. Conexiones y estaciones para transferencia de custodia de salida; 3.5. Conexiones y estaciones para transferencia de custodia de entrada; 3.6. Estaciones para transferencia de custodia entre transportadores del sistema nacional de transporte o con interconexio-

por el transportador y permitirle el acceso a la misma para la medición.

nes internacionales para exportación.

*Concordancia externa:*

[Resolución 40236 de julio 7 de 2022](#). Ministerio de Minas y Energía.

### 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.

*Concordancia interna:* nums. 3.4. Conexiones y estaciones para transferencia de custodia de salida; 3.5. Conexiones y estaciones para transferencia de custodia de entrada; 3.6. Estaciones para transferencia de custodia entre transportadores del sistema nacional de transporte o con interconexiones internacionales para exportación.

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

---

La determinación de las cantidades de energía y la calidad del gas en estaciones 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 requieran, será cubierto por los remitentes. La responsabilidad de la medición de cantidades de energía será del transportador.

[Resolución CREG 126 de 2013, art. 3º.](#)

Para las especificaciones del sistema de medición deberá corresponder a las clases referenciadas en la siguiente tabla:

DESCRIPCIÓN	CLASE A	CLASE B	CLASE C	CLASE D
Flujo máximo diseño sistemas de medición	>353 KPCH >9995,7 m3/h	< 353 > 35,3 KPCH < 9995,7 > 999,5 m3/h	< 35,3 > 10 KPCH < 999,5 > 283,16 m3/h	< 10 KPCH < 283,16 m3/h
Error máximo permisible de volumen	+/- 0.9 %	+/- 1.5 %	+/- 2%	+/- 3.0 %
Error máximo permisible de energía	+/- 1.0 %	+/- 2.0 %	+/- 3.0 %	+/- 5 %

Los errores de la tabla anterior deberán ser cumplidos por el sistema de medición en su conjunto.

Los sistemas de medición para cualquier remitente deberán proporcionar medidores que brinden registros precisos y adecuados a los efectos de la facturación, así mismo, estos registros deberán ser enviados a los CPC a través de equipos de telemetría. El remitente deberá disponer, a su costo, de todos los equipos para medir el volumen y la calidad de manera remota en las estaciones de salida.

#### 5.2.4. Medición de cantidades de energía y calidad del gas en estaciones de transferencia de custodia entre transportadores

Para determinar las cantidades de energía y la calidad del gas en estaciones de transferencia de custodia entre transportadores, el propietario de la estación de transferencia deberá disponer, a su costo, de todos los equipos en línea requeridos para medir las cantidades de energía y la calidad según lo dispuesto en el numeral 6.3 de la presente resolución, o aquellas normas que lo modifiquen o adicionen, y será responsable de la operación y mantenimiento de los mismos. El transportador no propietario de la estación entre transportadores será el responsable de la medición en línea para determinar la cantidad de energía

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 4º.](#)

*Concordancia interna:* num.

3.4. Conexiones y estaciones para transferencia de custodia de salida; 3.5. Conexiones y estaciones para transferencia de custodia de entrada; 3.6. Estaciones para transferencia de custodia

y verificar la calidad del gas. El propietario de la estación deberá permitirle al transportador no propietario de la estación el acceso a toda la información requerida para la medición.

entre transportadores del sistema nacional de transporte o con interconexiones internacionales para exportación.

### 5.3. MEDICIÓN VOLUMÉTRICA

---

El volumen de gas natural entregado al y tomado del sistema de transporte es el calculado por el transportador a condiciones estándar, a partir de las variables determinadas por los equipos de medición establecidos en el RUT, o en su defecto por los equipos de medición pactados contractualmente, debidamente calibrados, empleando los métodos de cálculo establecidos, para el medidor específico, en la NTC respectiva y, cuando esta no exista, por las recomendaciones de la Asociación Americana de Gas – AGA (American Gas Association) o del ANSI (American National Standards Institute). Las variables determinadas por los equipos de medición incluyen: presión estática, presión diferencial, temperatura, pulsos eléctricos y tiempo de tránsito.

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 3º.](#)

#### 5.3.1. Sistemas de medición

---

Los sistemas de medición para transferencia de custodia emplearán medidores homologados de conformidad con la normativa que se encuentre vigente en el país o, en su defecto, se emplearán las recomendaciones de la Asociación Americana de Gas - American Gas Association (AGA), del American National Standards Institute y de la OIML, y constarán de:

[Resolución CREG 126 de 2013, art. 4º.](#)

- a) Elemento primario. Es el dispositivo esencial usado para la medición del gas; incluye, pero no está limitado a, medidores de orificios, turbinas, ultrasónicos, rotatorios, máxicos o de diafragma. Salvo acuerdo entre las partes, para elementos primarios del tipo turbina se evitará el uso de las configuraciones de instalación a que hace referencia el numeral 3.2.2

del reporte No. 7 de AGA, en su edición de 1996, o la que lo modifique, adicione o sustituya.

- b) Elementos secundarios. Corresponden a los elementos registradores, transductores, o transmisores que proporcionan datos, tales como: presión estática, temperatura del gas, presión diferencial, densidad relativa y son de carácter obligatorio para todos los sistemas.
- c) Elementos terciarios. Corresponden a la terminal remota, el equipo de telemetría y un computador de flujo o unidad correctora de datos, programado para calcular correctamente el flujo, dentro de límites especificados de exactitud e incertidumbre, que recibe información del elemento primario y de los elementos secundarios.

### **5.3.2. Propiedad de los sistemas de medición para transferencia de custodia**

---

La propiedad y responsabilidad de los sistemas de medición será:

- a. Del productor-comercializador en la estación de entrada.
- b. Del remitente en la estación de salida.
- c. Del transportador que se conecta al sistema de transporte existente, en las estaciones de transferencia entre transportadores.

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.

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 3º.](#)

El transportador será el responsable de la administración, operación y mantenimiento de los sistemas de medición que se encuentren incluidos en la base de activos utilizada para establecer la remuneración de la actividad de transporte de gas natural.

### **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 mantenimiento del equipo de medición, trasladará dichos costos al agente, previo acuerdo con este.

### **5.3.4. Reparación y reposición del sistema de medición**

---

Cuando el transportador encuentre defectos en los equipos, que afecten la confiabilidad, la precisión o la oportunidad de la transmisión de datos del sistema de medición, deberá notificarlo al propietario.

[Resolución CREG 126 de 2013, art. 5º.](#)

Es obligación del agente hacer reparar o reemplazar los sistemas de medición de su propiedad y los equipos de telemetría, a satisfacción del transportador, dentro de los estándares técnicos, cuando se establezca que el funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos.

Esta reparación o reemplazo se debe efectuar en un tiempo no superior a un periodo de facturación, contado a partir del recibo

de la notificación por parte del transportador. Cuando pasado este período el agente no tome las acciones necesarias para reparar o reemplazar los equipos de su propiedad, el transportador podrá hacerlo por cuenta de este, trasladando los costos eficientes a través de la factura de transporte. En caso de que el agente no cancele este costo, el transportador procederá a retirar el sistema de medición y cortar el servicio.

Cuando el sistema de medición sea de propiedad del transportador, el mismo podrá ser retirado por el transportador en cualquier momento después de la terminación del contrato de transporte, sin cargo al remitente.

### 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.

[Resolución CREG 126 de 2013, art. 5º.](#)

## 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 absoluta de flujo

---

La presión de flujo manométrica (estática y diferencial) será determinada utilizando transductores, operando en tiempo real y de manera continua, con capacidad de suministro de información electrónica, la cual será manejada por el computador o corrector de flujo. En su defecto, se determinará a partir de la mejor información de campo, con la siguiente prioridad:

- a. Transductores electrónicos ubicados en la misma corriente de flujo de gas.
- b. Transductores mecánicos o manómetros ubicados en la misma corriente de flujo de gas.
- c. Cualquier otro procedimiento acordado entre las partes.

Para determinar la presión absoluta se utilizará la presión atmosférica (barométrica) del sitio donde esté el medidor. La presión atmosférica (barométrica) se determinará a partir de la mejor información de campo, con la siguiente prioridad:

- a. Barómetro electrónico.
- b. Información suministrada por las estaciones del IDEAM.

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 3º.](#)

- c. Aplicando la ecuación B.7, propuesta en el apéndice B del Reporte n.º 7 de AGA de 2006, o la que lo modifique, adicione o sustituya, utilizando para ello la elevación sobre el nivel del mar, medida y protocolizada por las partes para cada localización en particular, empleando para ello el método disponible que ofrezca la menor incertidumbre.

#### 5.4.3. Determinación del factor de compresibilidad del gas

---

El factor de compresibilidad del gas será determinado utilizando los métodos de caracterización establecidos por la Asociación Americana de Gas – AGA (American Gas Association), en el Reporte n.º 8 (*Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases*), última edición.

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 3º.](#)

Los métodos conocidos como simples (“Gross”) en el Reporte n.º 8 de AGA no podrán utilizarse en los siguientes casos:

1. Cuando las características de la mezcla de gas estén por fuera de las establecidas en el rango normal de la tabla No. 1 de la citada norma.
2. Cuando la temperatura de operación sea inferior a 32° F o superior a 130° F.
3. Cuando la presión de operación sea superior a 1200 psia.

Previo acuerdo entre las partes, el factor de compresibilidad para el cálculo de las propiedades del gas a baja presión (100 psig o menos) y bajos volúmenes (inferiores a 100.000 PCED), podrá determinarse con el Método AGA-NX-19.

#### 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 méto-

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 3º.](#)

do 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.

Cuando se requiera en la medición de volumen de gas, el factor de compresibilidad del aire a las condiciones estándar será 0.999590 como se establece en el numeral 3-B.3 "Equations for Volume Flow Rate of Natural Gas", del Reporte AGA 3, parte 3, última actualización o la que la modifique, adicione o sustituya.

Las propiedades físicas de los compuestos puros del gas natural, utilizados en la determinación de la densidad relativa real o gravedad específica real y poder calorífico real del gas, se determinarán exactamente a 14.65 psia (1.01 bar absoluto) y 60 °F (15.56 °C), de conformidad con lo establecido en la metodología de AGA.

#### 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.

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 3º.](#)

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

Para efectos de convertir el poder calorífico, expresado en unidades inglesas (BTU/PCE), al Sistema Internacional de Unidades (MJ/MCE), se utilizará el  $BTU_{IT}$ , como se establece en la tabla 3-E-3, del reporte AGA No. 3, última actualización, o la que la modifique, adicione o sustituya.

Un  $BTU_{IT}$  corresponde a una unidad térmica británica, usada por 'International Steam Tables' y ASTM D 1826-77 y equivale a 0.001055056 MJ.

#### 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 sistema de medición oficial (transductores de presión estática y temperatura, celda de diferencial, etc.) por parte del transportador, se encuentra dentro de los límites establecidos según la clase a la cual pertenezca el sistema de medición, conforme lo establecido en el numeral 5.2.3.

[Resolución CREG 126 de 2013, art. 6.](#)

Una medición es inexacta si cualquiera de los porcentajes de variación de cualquier equipo de medición está por fuera de los márgenes de error establecidos según sea la clase del sistema de medición. Cuando la medición sea inexacta, el sistema de medición será calibrado a una precisión dentro de los márgenes de error establecidos para la clase del sistema de medición.

Si el error combinado de los diferentes equipos involucrados en el sistema de medición afecta el volumen total medido, con una desviación superior a la establecida según la clase del sistema de medición, o si por cualquier motivo los sistemas de medición 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 sistemas de medición 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 sistema de medición de verificación siempre que cumplan con los requisitos indicados en este numeral. Si existe inexactitud en los sistemas de medición, 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 una de las estaciones de transferencia de custodia del sistema de transporte, será realizada por el transportador o por una firma certificada por la ONAC, utilizando equipos con certificados de calibración vigentes. La calibración de los sistemas de medición que no pueda ser realizada por el transportador o firmas nacionales certificadas, deberá llevarse a cabo por laboratorios ubicados en el exterior del país, acreditados de acuerdo con la norma ISO/IEC 17025.

[Resolución CREG 126 de 2013, art. 7.](#)

Los costos de las calibraciones en que este incurra serán a cargo del propietario de los equipos de transferencia de custodia.

#### **5.5.3.2. Verificación del equipo de medición**

---

La exactitud de la medida de todos los equipos de transferencia de custodia, de medición del gas, instalados en el sistema transporte, será verificada por el transportador a intervalos pactados contractualmente entre las partes, en presencia de los representantes de los agentes respectivos. La verificación de la exactitud de los equipos de medición la realizará el transportador en sitio, o en sus propios laboratorios, o podrá contratarla con un tercero, con equipos patrones debidamente certificados, y su costo será asumido por el propietario de los equipos de medición de transferencia de custodia. Para la realización de dichas verificaciones se aplicarán las normas técnicas correspondientes, apro-

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 3º.](#)

badas por la Superintendencia de Industria y Comercio o por la autoridad competente.

Será derecho del agente o 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 un desajuste, en cuyo caso dichos costos correrán a cargo del propietario del equipo.

En todos los casos, cuando se detecte un desajuste que supere las tolerancias especificadas por los fabricantes en cualquiera de los puntos de calibración a lo largo del rango de los equipos de medida, los equipos deberán ser ajustados. En caso de que alguno de los elementos primarios —tales como los medidores tipo rotatorios, turbinas y máscos— técnicamente no puedan ser ajustados, debido a errores sistemáticos, deberá considerarse un factor de corrección en el elemento terciario, mientras el propietario del equipo hace el reemplazo correspondiente.

El transportador dará aviso al agente sobre la fecha y hora en que se efectuará verificación [*sic*] 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 al agente sobre los ajustes efectuados. 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.

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 3º.](#)

El transportador, 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 transferencia de custodia. 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 los manuales de los equipos y de todos los datos de pruebas, gráficos, archivos magnéticos o cualquier otro registro similar de medición, 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 la medición.

[Resolución CREG 41 de 2008, art. 3º.](#)

#### **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:

[Resolución CREG 126 de 2013, art.8.](#)

1. No ejecutar ningún contrato de transporte hasta tanto se cuente con los sistemas de medición debidamente instalados y operando a conformidad del transportador, o se haya definido por las partes una metodología de medición de conformidad con lo establecido para estaciones 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 estaciones de entrada, o la que establezcan las partes para estaciones de salida.
3. Tomar y exigir a los agentes todas las precauciones para que no se alteren los medidores.
4. Facilitar el acceso al remitente al cual preste el servicio, a la información del sistema de medición. En caso de sistemas de medición con equipos de telemetría deberá permitir el acceso a los datos de medición, de acuerdo con la periodicidad de comunicación de recibo de la información con que cuente el transportador, a través de su página web.
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.
6. Disponer de los servicios de comunicaciones necesarios para la transmisión de señales desde los puntos de medida hasta los CPC.
7. Producir las cuentas de balance diarias del usuario cuando esto aplique, así como los reportes de la información recolectada según lo establezca la CREG.
8. Informar las anomalías que afecten el correcto funcionamiento del sistema de medición a sus propietarios.

### 5.6.2. Obligaciones del agente

---

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

[Resolución CREG 126 de 2013, art. 9.](#)

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. Los sistemas de comunicación utilizados en equipos de telemetría deberán garantizar un índice de continuidad del servicio, este será acordado entre el transportador y el agente.
4. El computador de flujo o unidad correctora que deberá instalar el agente, tendrá al menos un puerto de comunicaciones de uso exclusivo para el transportador, donde se conectará un dispositivo externo de transmisión de datos. Los elementos necesarios para la comunicación (antena, cableado, dispositivo de transmisión) incluyendo la alimentación eléctrica y el mantenimiento periódico de estos, hacen parte integral del equipo de telemetría. La solución de comunicaciones, el tipo de puertos y el protocolo a usar deben ser convenidos con el transportador a fin de facilitar su integración al CPC.
5. El computador de flujo o unidad correctora que deberá instalar el agente tendrá que satisfacer los requerimientos de la norma técnica internacional API 21.1 o su reporte equivalente en AGA o las que la modifiquen, adicionen o sustituyan durante un mínimo de 40 días.
6. No adulterar, modificar, ni retirar medidores u otros equipos del sistema de medición y permitir el acceso a los mismos sólo al personal autorizado por el transportador, con excepción de los eventos en que se requiera su reparación o reemplazo.

7. Tomar y cumplir todas las precauciones, incluidas las exigidas por el transportador, para que no se alteren los medidores.
8. Facilitar el acceso al transportador a los sistemas de medición.

## 5.7. FACTURACIÓN

---

Derogado por [Resolución CREG 123 de 2013, art. 30.](#)

**Nota:** la liquidación y facturación del transporte en los mercados primario y secundario de gas natural, se rigen por la Resolución CREG 123 de 2013, arts. 13, 14, 16.

## 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.

## 5.9. INSALVABLES RESTRICCIONES O GRAVE EMERGENCIA

---

- a) En casos de racionamiento programado o de grave emergencia de que trata el [Decreto 880 de 2007](#), modificado por el [Decreto 4500 de 2009](#), o aquellos que los modifiquen, adicionen o sustituyan, los transportadores enviarán las asignaciones diarias de capacidad de transporte al CNOG, a la Superintendencia de Servicios Públicos y al Ministerio de Minas y Energía para el ejercicio de sus competencias.

[Resolución CREG 126 de 2013, art. 11.](#)

*Concordancia externa:*  
[Decreto 2345 de 2015,](#)  
[arts. 2 y 3.](#)

b) Cuando por causa de insalvables restricciones o grave emergencia que generen situaciones de racionamiento programado según lo establecido en el [Decreto 880 de 2007](#), modificado por el [Decreto 4500 de 2009](#) o aquellos que lo adicionen, modifiquen o sustituyan, se presenten variaciones de salida generadas por los remitentes o no se atiendan órdenes operacionales emitidas por el transportador, que llegasen incluso a la notificación al agente para cesar el consumo de gas, y este haga caso omiso, situación que será comprobada por el consumo que se registre el día de la restricción en el sistema de medición, el agente deberá pagar una compensación al transportador, equivalente al costo de racionamiento por el consumo asignado, más el volumen desviado en el día de la restricción.

El costo de racionamiento será equivalente al precio del sustituto, esto es: para los industriales el sustituto sin autogeneración o cogeneración es el GLP, para industriales con autogeneración o cogeneración el sustituto es el Diesel y en el caso de las estaciones de GNV el sustituto es gasolina. Los precios de los sustitutos serán los corrientes a la fecha de la compensación. Para el cálculo del costo se empleará la equivalencia del precio de los mismos a pesos por Mbtu.

La compensación antes citada, será entregada al (los) comercializador(es) a prorrata que atiendan mercado regulado en el tramo regulatorio donde se generó la variación de salida, por parte del transportador. El comercializador la tomará como una venta de excedente, el cual se verá reflejado en una reducción del componente correspondiente al costo promedio de las compras de gas – G a trasladar a los usuarios regulados que son atendidos por el respectivo comercializador.

En caso de que el agente deba entregar una compensación por la ocurrencia de los eventos a los que se refiere el primer inciso del presente literal, solamente se aplicará la contemplada en el presente numeral y no aplicará ninguna otra.

Además, luego de desatender la orden operativa del transportador, este último podrá exigir al remitente que desatendió la orden operativa la instalación de una válvula de operación remota en el punto de salida, compatible con el

sistema de comunicaciones del respectivo sistema de transporte, para que se pueda realizar la apertura y cierre de dicha válvula de forma remota desde el CPC del transportador.

El transportador podrá operar la válvula de operación remota para cierre que se encuentra en el punto de salida, por desviación de consumo en situaciones de racionamiento programado. El transportador queda exonerado por cualquier daño que puedan sufrir los equipos industriales asociados con la interrupción del servicio.

Si después de seis meses el remitente no cumple con las condiciones descritas anteriormente, el transportador deberá cortar el servicio.

---

**Nota:** el Decreto 880 de 2007 fue derogado por el Decreto 4500 de 2009, el cual, a su vez, fue derogado por el artículo 3.1.1 del Decreto 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015, art. 3.

## 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 Electrotechnical [sic] Commission.  
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 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 1993 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 especificaciones de calidad indicadas en el cuadro 7.

[Resolución CREG 50 de 2018, art. 2º.](#)

**Cuadro 7. Especificaciones de calidad del gas natural**

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	42.8 MJ/m <sup>3</sup>	1.150 BTU/ft <sup>3</sup>
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	35.4 MJ/m <sup>3</sup>	950 BTU/ft <sup>3</sup>
Contenido de Líquido (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H <sub>2</sub> S máximo	6 mg/m <sup>3</sup>	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m <sup>3</sup>	1.0 grano/100PCS
Contenido CO <sub>2</sub> , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N <sub>2</sub> , máximo en % volumen	5%	5%
Contenido de inertes máximo en % volumen (Nota 3)	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m <sup>3</sup>	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	7.2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1.6 mg/m <sup>3</sup>	0.7 grano/1000 pc
Número de Wobbe (Nota 5)	Entre 46.6 MJ/m <sup>3</sup> y 52.7 MJ/m <sup>3</sup>	Entre 1250.0 BTU/ft <sup>3</sup> y 1414.7 BTU/ft <sup>3</sup>

**Nota 1:** todos los datos sobre metro cúbico o pie cúbico de gas están referidos a condiciones estándar.

**Nota 2:** los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido.

**Nota 3:** se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO<sub>2</sub> y nitrógeno. El oxígeno se considera como un contaminante.

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

**Nota 5:** calculado con el poder calorífico superior en base volumétrica a condiciones estándar definidas en la presente resolución y con la densidad relativa real a las mismas condiciones estándar.

Salvo acuerdo entre las partes, el productor-comercializador, o el comercializador de gas importado cuando se trate de gas importado, 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 Psig, 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. Punto de rocío de hidrocarburos**

---

El punto de rocío de hidrocarburos para cualquier presión no deberá superar el valor de 45°F (7.2°C).

Resolución CREG 50  
de 2018, art. 2º.

La medición del punto de rocío de hidrocarburos se hará como sigue: i) medir en puntos de entrada al Sistema Nacional de Transporte, que podrán estar localizados en cualquier parte del territorio nacional; ii) utilizar la metodología de espejo enfriado automáticamente con analizador en línea, realizando calibraciones periódicas mediante el método de referencia basado en el estándar ASTM D-1142 o estándares de mayor exactitud, cuando estén disponibles.

Se deberá adoptar el método de referencia basado en el estándar ASTM D-1142 o estándares de mayor exactitud, cuando estén disponibles, como método de referencia para resolver disputas entre los agentes, relacionadas con el punto de rocío de hidrocarburos.

Las partes interesadas escogerán de común acuerdo, cuando ello no sea establecido por autoridad competente, lo siguiente: a) el estándar de mayor exactitud a utilizar como método de referencia cuando sea del caso; b) los técnicos competentes para realizar las calibraciones periódicas del analizador en línea y las verificaciones de la medición en caso de disputas; y c) la periodicidad de las calibraciones del analizador en línea.

### 6.3.2. Verificación de la calidad

---

Es responsabilidad del transportador verificar la calidad del gas que recibió, por lo tanto, 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 o el comercializador de gas importado cuando se trate de gas importado, 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;

[Resolución CREG 50 de 2018, art. 2.](#)

- 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.

Si verificada la calidad del gas natural entregado por el agente en el punto de entrada del sistema de transporte, el transportador encuentra que no cumple las especificaciones de calidad establecidas en los numerales 6.3 y 6.3.1 o aquellos que los modifiquen o complementen, y no lo recibe, deberá informar de esta situación al agente, mediante comunicación escrita, expresándole de manera precisa y detallada las razones por las cuales ese gas no cumple determinadas especificaciones de calidad. Una vez que el transportador entregue esta comunicación al agente, se entenderá que las especificaciones de calidad que no fueron objetadas en la forma aquí dispuesta cumplen lo establecido en los citados numerales 6.3 y 6.3.1 o aquellos que los modifiquen o complementen.

El agente inconforme con las objeciones hechas por el transportador en la forma aquí prevista, verificará, mediante auditoría que deberá ser realizada por una firma o persona natural seleccionada de la lista elaborada por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOGas, el cumplimiento de las especificaciones de calidad objetadas. Los resultados de la auditoría deberán ser comunicados y analizados con el transportador antes de rendir el informe final. Dicho informe deberá contener conclusiones claras y expresas sobre el cumplimiento de las especificaciones de calidad objeto de la auditoría.

El transportador no estará obligado a recibir el gas natural entregado por el agente mientras se desarrolla la auditoría, o si el

informe de auditoría concluye que el gas entregado no cumple con las especificaciones de calidad definidas en los numerales 6.3 y 6.3.1, o aquellos que los modifiquen o complementen. En este caso el costo de la auditoría lo asume el agente.

Si el informe de la auditoría concluye que el gas entregado efectivamente cumple las especificaciones de calidad definidas en los numerales 6.3 y 6.3.1, o aquellos que los modifiquen o complementen, el transportador deberá recibir el gas natural entregado por el agente y este último traslada al transportador el costo de la auditoría, sin perjuicio de la responsabilidad que le pueda deducir al transportador por haber rechazado el gas.

### **6.3.3. Cumplimiento de las especificaciones de CO<sub>2</sub>**

---

Para el cumplimiento de las especificaciones de contenido de CO<sub>2</sub> 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.

[Resolución CREG 50 de 2018, art. 2º.](#)

Si el gas natural entregado por el agente no se ajusta al contenido máximo de CO<sub>2</sub> 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.

### **6.3.4. 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

[Resolución CREG 50 de 2018, art. 2.](#)

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.

### 6.3.5. Intercambiabilidad de gas

---

El parámetro para verificar la intercambiabilidad de gases inyectados al Sistema Nacional de Transporte será el número de Wobbe, el cual deberá estar dentro del rango establecido en el cuadro 7 del numeral 6.3 de este anexo, en el poder calorífico superior a condiciones estándar. El número de Wobbe se calculará de acuerdo con los estándares AGA Report No. 5 o ISO 6976, última edición.

[Resolución CREG 50 de 2018, art. 2º.](#)

*Concordancia interna:*  
num.1.1. Número de Wobbe.

El número de Wobbe 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 en línea. En caso que el cromatógrafo no disponga de la capacidad para registrar directamente el valor del número de Wobbe, este se calculará con base en los registros de poder calorífico y gravedad específica.

El número de Wobbe del gas tomado en los puntos de salida, será determinado según la metodología y con los instrumentos que acuerden las partes. En aquellos gasoductos que no se encuentran interconectados al Sistema Nacional de Transporte, es decir, aquellos que conectan campos aislados, las partes podrán acordar las especificaciones de intercambiabilidad de gas a las cuales se puede entregar el gas.

El productor-comercializador, o el comercializador de gas importado cuando se trate de gas importado, será el responsable

de inyectar gas al Sistema Nacional de Transporte dentro del rango de número de Wobbe establecido. Cuando un distribuidor inyecte gas directamente al sistema de distribución, el distribuidor-comercializador será el responsable de verificar el número de Wobbe del gas que recibió.

#### 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 art. 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.

*Concordancia externa:*  
[Ley 142 de 1994, art. 67.1.](#)

FELIPE RIVEIRA HERRERA  
Viceministro de Energía  
Delegado por el ministro  
de Minas y Energía  
Presidente

JOSÉ CAMILO MANZUR J.  
Director Ejecutivo

## SIGLAS Y ACRÓNIMOS

AGA	American Gas Association.
ANSI	American National Standards Institute.
BEC	Boletín Electrónico Central.
BEO	Boletín Electrónico de Operaciones.
BTU	British Thermal Unit (Unidad Térmica Británica).
CAI	Calidad del aire interior.
CAF	Cantidad de energía almacenada en el sistema de transporte al final del período de análisis.
CCOMP	Capacidad para estaciones de compresión.
CCT	Contrato de transporte firme de capacidades trimestrales.
CDT	Capacidad de transporte demandada.
CF	Contrato firme o que garantiza firmeza.
CFCT	Contrato de transporte con firmeza condicionada.
CMMP	Capacidad máxima de mediano plazo.
CON-GAS	Consejo Nacional de Operación de Gas Natural.
CPC	Centros principales de control.
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
CTC	Contrato de transporte de contingencia.
CTD	Capacidad de transporte demandada.
CTEM	Capacidad temporal.
GNCV	Gas natural comprimido vehicular.
GNV	Gas natural vehicular.
GPRS	General Packet Radio Service.
ICONTEC	Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación.
IPAT	Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento en un sistema de transporte.
ISO	Organización Internacional de Normalización, por sus siglas en inglés.
KPCD	Miles de pies cúbicos estándar por día.
NIU	Número de identificación del usuario.
NTC	Norma Técnica Complementaria.
OCT	Opción de compra de transporte.
OIML	Organización Internacional de Metrología Legal.

ONAC	Organismo Nacional de Acreditación en Colombia.
OR	Operador de red.
PAG	Plan de Abastecimiento de Gas Natural.
RUT	Reglamento Único de Transporte.
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (Supervisión, control y adquisición de datos).
SIU	Sistema Internacional de Unidades.
SNT	Sistema Nacional de Transporte.
SRT	Sistema Regional de Transporte.
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
STT	Sistema Troncal de Transporte.
UCVAL	Unidad Constructiva Válvula de Corte.
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética.
UTR	Unidad terminal remota.