

Bogotá D.C., 19 de diciembre de 2025

CNOGas-247-2025

Doctor

Edwin Palma Egea

Ministro de Minas y Energía
Ministerio de Minas y Energía

Doctor

Antonio Jimenez Rivera

Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.
Ciudad

Asunto: Propuestas y estrategias para el abastecimiento de la demanda de gas natural nacional.

Respetados Doctores:

Reciban atento saludo.

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – CNOGas –, en desarrollo de sus funciones, ha venido revisando aspectos del mercado de gas natural con el fin de identificar mecanismos y estrategias que hagan posible la atención de la demanda de gas natural nacional, y, que permitan reducir la brecha del faltante de gas natural en el país bajo los actuales escenarios de estrechez. En este sentido, en las sesiones del CNOGas realizadas los días 13 de noviembre y 04 de diciembre del presente año, con la participación del Ministerio de Minas y Energía, y los delegados de ANH, UPME, CREG, SSPD, Gestor del Mercado, miembros del Consejo y otras entidades, se presentó el alcance general de los temas definidos por este Consejo, según la siguiente relación:

ITEM	DESCRIPCIÓN GENERAL	RESPONSABLE	ALCANCE GENERAL
1	Modificación variables calidad de gas natural.	CNOGas	Aporte de cantidades adicionales de gas de campos no conectados actualmente al SNT por flexibilización de límites de calidad de gas RUT.
2	Aplicación mecanismos operativos campos producción y SNT's – Modelación escenarios optimización de flujos por Productores.		Aporte de cantidades adicionales de gas por modificaciones en la operación de campos de producción y SNT's.

☐ (571) 3003416; Cel. 316 8308034 **URL:** www.cnogas.org.co; **Email:** info@cnogas.org.co

☐ Avenida El Dorado No. 68 C-61 Oficina 532 Ed. Torre Central Davivienda, Bogotá D.C., Colombia

3	Declaración comercial al Gestor del Mercado estado gas declarado PTDV.	CANACOL ENERGY	Mecanismo que permite flexibilizar la contratación de cantidades de gas declarado por campos dentro de la franja de PTDV-PC.
4	Uso para todo el mercado de gas natural contratado con interrupciones de campos en pruebas extensas.	VANTI	Mecanismo que permite que la Demanda Esencial disponga de gas producido en campos en pruebas extensas.
5	Flexibilización mecanismo de contratación de CTEMP en SNT's.	PROMIGAS-TGI	Mecanismo que permite flexibilizar la contratación de capacidades adicionales de transporte.
6	Nueva modalidad contractual con asignación del gas sujeto al despacho térmico.	TEBSA	Mecanismo que permite flexibilizar la contratación de gas importado del GT sujeto al despacho eléctrico.

En reuniones posteriores del Consejo en Comité del 11 de diciembre de 2025 y el 17 de diciembre de 2025, en sesión Plenaria Ordinaria CNOGas 206, se analizaron y aprobaron las propuestas, comentarios y recomendaciones para cada tema, con las siguientes conclusiones:

1. **Modificación variables calidad de gas.** A través de estudio realizado por consultor externo – CDT de Gas – se identificó la posibilidad de modificar, particularmente, el límite actual del %CO₂ hasta el 3%, considerando la necesidad de controlar otras variables tales como: presión parcial de CO₂, humedad (vapor de agua). Se presentan algunos de los elementos esenciales de la propuesta-recomendación que se adjunta como Anexo 1 a la presente comunicación:

ESPECIFICACIÓN	SISTEMA INTERNACIONAL	SISTEMA INGLÉS
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	42.8 MJ/m ³	1150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico (GHV)	35.3 MJ/m ³	947 BTU/ft ³
Contenido de liquido	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano/100 PCS

☐ (571) 3003416; Cel. 316 8308034 **URL:** www.cnogas.org.co; **Email:** info@cnogas.org.co

📍 Avenida El Dorado No. 68 C-61 Oficina 532 Ed. Torre Central Davivienda, Bogotá D.C., Colombia

Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100 PCS
Contenido CO ₂ máximo en % volumen a pCO ₂ < 24 psi Nota 1.	3%	3%
Contenido de N ₂ máximo en % volumen	7%	7%
Contenido máximo de inertes en % volumen	7%	7%
Contenido máximo en oxígeno en % volumen Nota 2.	0.1 %	0.1 %
Contenido máximo vapor de agua Nota 1.	97 mg/m ³	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	1.6 mg/m ³	0.7 grano / 1000 pc
Número de Wobbe	Entre 45,7 MJ/m ³ y 52.7 MJ/m ³	Entre 1226.6 BTU/ft ³ y 1414.7 BTU/ft ³

Nota 1. Excepciones transporte CO₂

Zona de Operación	Concentración CO ₂ y pCO ₂	Nivel de vapor de agua (VA)
Segura	CO ₂ ≤ 2.0 % @ 24 psi, pCO ₂	VA ≤ 6 lb/MMSCF
Moderada	2.0 % ≤ CO ₂ ≤ 2.5 % @ 28 psi, pCO ₂	VA ≤ 4 lb/MMSCF
Critica	2.5 % ≤ CO ₂ ≤ 3.0 % @ 28 psi, pCO ₂	0.5 ≤ VA ≤ 2 lb/MMSCF

Comentario. pCO₂. Presión parcial CO₂.

Nota 2.

Se podrá extender el rango de O₂ hasta 10000 ppm (1% en volumen) en conexiones directas desde el productor comercializador hasta un sistema de distribución en materiales diferentes al acero, como por ejemplo PE80, PE100, PE-AL-PE.

☐ (571) 3003416; Cel. 316 8308034 **URL:** www.cnogas.org.co; **Email:** info@cnogas.org.co

☐ Avenida El Dorado No. 68 C-61 Oficina 532 Ed. Torre Central Davivienda, Bogotá D.C., Colombia

Nota 3: Biogás y biometano.

Se deberán mantener los niveles exigidos en xilosanos, compuestos halogenados definidos en la Resolución CREG 240 de 2016.

Es menester precisar que, en relación con este tema, el CNOGas tiene pendiente por analizar: (i) Información de la ANH que permita identificar moléculas adicionales de gas para el mercado, de campos menores cuyo gas en la actualidad no ingresa al SNT por la calidad del mismo que no cumple RUT, (ii) Costos asociados con el transporte de gas para las zonas de operación moderadas y críticas, teniendo en cuenta que superan el límite actual de % molar de CO₂ definida en el RUT y particularmente la presión parcial de CO₂ de 24 psig, condición vigente para transportar el gas que ingresa desde los campos de producción y, (iii) Ajustar el Protocolo operativo que debe cumplirse teniendo en cuenta el ingreso de gas natural por fuera de especificaciones de calidad RUT al SNT, el cual fue remitido a la CREG mediante la comunicación CNOGas-235-2024 del 24 de octubre de 2024, dados los cambios sensibles que genera la propuesta de este numeral. En este sentido, invitamos a la CREG a efectuar las revisiones del texto enviado, en los aspectos que considere pertinentes, así como las aclaraciones que desde el Consejo se pudieren realizar, teniendo en cuenta que, a más tardar en el mes de febrero 2026, el CNOGas remitirá el desarrollo de los aspectos pendientes indicados en los literales (i), (ii) y (iii) de este párrafo.

2. Aplicación mecanismos operativos campos producción y SNT's – Modelación escenarios optimización de flujos por Productores. Considerando las complejidades que genera en asuntos comerciales-contractuales del SNT la aplicación de nuevas condiciones operativas que el productor pueda implementar en su campo de producción – disminución de la presión de operación a condiciones seguras que genere volúmenes adicionales de gas natural -, se requiere mayor análisis de este tema. Como mención general que puede servir como guía sobre la situación a revisar, la complejidad se observa en la diferencia que existiría entre la Capacidad Máxima de Mediano Plazo – CMMP -, estimada según lo previsto en el Anexo 5 de la Resolución CREG 175 de 2021, que, entre otros, define como presión en puntos de entrada 1200 psig y la estimada con la nueva condición de operación identificada por el productor, que deberá ser menor a 1200 psig para que favorezca la adición de volúmenes de gas. Surge la inquietud acerca de ¿Cuál sería el efecto en los contratos actualmente suscritos que permanecerán en la franja entre CMMP's estimada con 1200 psig y la estimada con una menor presión de operación segura del campo? En este sentido, el CNOGas revisará si esta condición de operación a menor presión en campos de producción pudiere aplicarse única y exclusivamente, para condiciones excepcionales en el mercado de gas que generen faltantes, tales como un mantenimiento de alto impacto, desde una perspectiva operativa sin afectar la CMMP estimada según normatividad vigente.

Es necesario mencionar que, no obstante, la dificultad de este tema, el CNOGas continuará con su revisión, teniendo presente que, dadas sus complejidades, pudiere no constituir una

☐ (571) 3003416; Cel. 316 8308034 **URL:** www.cnogas.org.co; **Email:** info@cnogas.org.co

☐ Avenida El Dorado No. 68 C-61 Oficina 532 Ed. Torre Central Davivienda, Bogotá D.C.,
Colombia

propuesta-recomendación para compartir con el Ministerio y la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG.

3. **Declaración comercial al Gestor del Mercado estado gas declarado PTDV.** No obstante este tema estar incorporado en la Resolución publicada por el Ministerio de Minas y Energía el 11 de diciembre de 2025, para comentarios hasta el 26 de diciembre de 2025, el Consejo pone a consideración del Ministerio-CREG la propuesta desarrollada y aprobada. Se adjunta como Anexo 2.

4. **Uso para todo el mercado del gas contratado con interrupciones de campos en pruebas extensas.** Como mención especial se indica que el fin de esta propuesta considera que, en los momentos de afrontar unas dificultades extremas para el abastecimiento de la Demanda Esencial, esta puede disponer de cantidades de gas producidas en campos que se encuentren en pruebas extensas, considerando la flexibilización de algunos aspectos según se mencionan en el Anexo 3 que se adjunta. En el análisis efectuado por este Consejo, se consideró “dar un compás de espera” para la revisión de la aplicación de este mecanismo, considerando la disponibilidad de gas ofrecida recientemente por Ecopetrol para el mercado.

5. **Flexibilización mecanismos de contratación CTEMP en SNT’s.** La actual reglamentación acerca de CTEMP (Capacidades Temporales) de transporte limita su utilización a períodos diarios, considerando que esta capacidad es netamente operativa, dependiendo de las condiciones del sistema de transporte; sin embargo, análisis realizados por los transportadores recomiendan la posibilidad de utilizar las CTEMP’s en períodos de mayor plazo, como también CMMP’s con interrupciones, condiciones que permitirán que los agentes de la demanda con suministro de gas dispongan de capacidades adicionales de transporte. Se adjunta como Anexo 4.

6. **Nueva modalidad contractual con asignación del gas sujeto al despacho térmico.** No obstante que este tema está incorporado en la Resolución publicada por el Ministerio de Minas y Energía el 11 de diciembre de 2025, para comentarios hasta el 26 de diciembre de 2025, el Consejo pone a consideración del Ministerio-CREG la propuesta desarrollada y aprobada. Se adjunta como Anexo 5.

Como complemento a los temas indicados en la presente comunicación cuyas propuestas-recomendaciones se remiten con este texto, y dada su importancia para el desarrollo del mercado, sometemos a consideración del Ministerio-CREG la incorporación a la Agenda Indicativa Regulatoria 2026, de algunos temas que forman parte del Plan de Trabajo CNOGas 2026 – PDT CNOGas 2026 – descritos a continuación:

- (i) **Biogás en redes de distribución.** Se pretende definir su integración a la matriz energética nacional considerando que permitirá contribuir con atención de

(571) 3003416; Cel. 316 8308034 **URL:** www.cnogas.org.co; **Email:** info@cnogas.org.co

Avenida El Dorado No. 68 C-61 Oficina 532 Ed. Torre Central Davivienda, Bogotá D.C.,
Colombia

- demanda particularmente Esencial – Residencial tanto en zonas urbanas, pero principalmente en rurales.
- (ii) **Determinación energía puntos transferencia custodia (Reconstrucción de poderes caloríficos).** Aspecto que permitirá disponer de un nuevo mecanismo de determinación de la energía en puntos de entrega del gas, y
 - (iii) **Plan integral de Calidad de Gas Natural.** Protocolo operativo remitido a la CREG en 2024 y actualmente en desarrollo de una Norma Técnica Colombiana -NTC - en ICONTEC en fase de Anteproyecto NTC 6786-2025, cuyo fin primordial es el aseguramiento metrológico de las variables de calidad de gas, asunto de alta sensibilidad operativa.

Por último, nos ponemos a disposición del Ministerio de Minas y Energía y de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, para colaborar en el estudio de los temas planteados en el presente escrito, así como en los demás asuntos en los cuales se considere la participación del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – CNOGas.

Cordial saludo

FREDI ENRIQUE LOPEZ SIERRA

Secretario Técnico


Anexos.: Anexos 1 a 5, propuestas-recomendaciones abastecimiento y flexibilización mercado de gas natural.

Copia:

Karen Shutt-Viceministra de Energía
Jorge Amaya-Asesor CREG
Libardo Acero-Asesor CREG
Julián Florez-Director Hidrocarburos
José Tulcán-Coordinador gas Dirección Hidrocarburos
Juan C. Bedoya-Jefe OARE
Andrés Soto-Asesor OARE
Esteban Jurado-Asesor OARE
Ingrid Fernanda Vásquez- Subdirectora Hidrocarburos UPME
Lina Marcela García-Profesional especializado UPME
Miembros CNOGas
Miembros Comité CNOGas

☐ (571) 3003416; Cel. 316 8308034 **URL:** www.cnogas.org.co; **Email:** info@cnogas.org.co

☐ Avenida El Dorado No. 68 C-61 Oficina 532 Ed. Torre Central Davivienda, Bogotá D.C.,
Colombia


 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Transporte de gas por fuera de especificaciones RUT	15-12-2025
---	--	------------

“Viabilidad técnica, operativa y regulatoria para transportar gas natural bajo condiciones de calidad modificadas frente a las establecidas actualmente en el Reglamento Único de Transporte (RUT).”

15 diciembre de 2025

Contenido

1. Justificación.....	3
2. Objetivo	3
2.1 Objetivos específicos	3
3. Alcance	4
4. Antecedentes	4
5. Estructura del estudio realizado con CDT de gas.....	5
6. Sustento tecnico operativo	6
7 Recomendaciones a la CREG.	7

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Transporte de gas por fuera de especificaciones RUT	15-12-2025
---	--	------------

1. Justificación


El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – CNOGas, con el fin de lograr cerrar la brecha del faltante de gas natural presentada entre la oferta y la demanda que se prevé entre los años 2026 hasta el 2028, la cual se estima en alrededor de 117 a 206 mpcd para el año 2026, 224 mdpc para el 2027 y entre 206 a 405 mdpc para el año 2028, según análisis de las cifras revisadas por el Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, desarrolló un estudio con consultor externo para revisar la posibilidad de incrementar la oferta de gas de campos cuya calidad del gas natural producido no cumple con lo previsto actualmente en el RUT y cuya viabilidad incorporó análisis del impacto que pueda generar el transporte de gas natural y de biometano bajo los nuevos parámetros de variables de calidad de gas en (i) la integridad de las tuberías en acero en los SNT's, (ii) la operatividad en las estaciones puertas de ciudad, (iii) la operación de equipos especializados de grandes consumidores, plantas térmicas e industrias y (iv) la calidad de la combustión del gas en los hogares colombianos.

2. Objetivo

Revisar la viabilidad técnica y operativa de transportar gas natural, biometano y biogas con especificaciones de calidad del gas RUT modificadas, considerando las variables: concentración de CO₂ y O₂, poder calorífico, número de Wobbe, contenido de inertes, punto de rocío de hidrocarburos (PRHC) y temperatura del gas.

2.1 Objetivos específicos

- Analizar el marco normativo y regulatorio a nivel nacional e internacional, identificando las condiciones bajo las cuales el transporte de gas fuera de especificaciones ha sido permitido en otros países, así como la inclusión de otras fuentes alternativas como el biometano y el hidrógeno.
- Determinar la calidad del gas natural actual y su potencial transporte en el SNT, mediante el análisis de resultados de caracterización cromatografías del gas producido en Colombia, el gas importado, con potencial de importación, u otras potenciales alternativas de inyecciones como biometano e hidrógeno, identificando

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Transporte de gas por fuera de especificaciones RUT	15-12-2025
---	--	------------

principalmente su composición en CO₂, O₂, Número de Wobbe, contenido de inertes, poder calorífico y el punto de rocío de hidrocarburos (PRHC).

- Evaluar los impactos técnicos, operativos y de seguridad del transporte y distribución de gas bajo las siguientes especificaciones RUT modificadas: CO₂ ≤ 3.5 %, O₂ ≤ 1.0 %, inertes ≤ 7.1%, poder calorífico entre 947 y 1180 BTU/pie³, número de Wobbe entre 1199 y 1466 BTU/pie³, PRHC ≥ 7,2°C, temperatura de gas ≥ 120°F, considerando riesgos de integridad en gasoductos, estaciones de compresión y sistemas de distribución, así como efectos en el consumo final.
- Diseñar estrategias de mitigación y adaptación operativa que garanticen la operación segura del SNT ante nuevas condiciones de calidad del gas, considerando acciones regulatorias, tecnológicas y operacionales aplicables.


3. Alcance

Este estudio y sus recomendaciones aplica al sistema nacional de transporte – SNT y distribución de gas natural.

4. Antecedentes

Diferentes elementos han contribuido a la necesidad de revisar mecanismos que permitan una mayor oferta de gas natural que atienda los requerimientos de la demanda nacional, entre otros:

- a. Faltantes de gas. Ejercicio desarrollado por el Gestor del Mercado para el inmediato plazo en el año 2026, evidencian un faltante de gas de 90.512 MBTUD.
- b. Lineamientos normativos ya implementados en el pasado, establecen la posibilidad de recibir gas natural con condiciones de calidad RUT de CO₂ mayores a los previstos actualmente en el RUT y sus modificaciones. adiciones, tal como se describe en el numeral 6.3.3 del RUT, modificado por la Resolución CREG 050 de 2018, artículo 2: “... (...) ...Si el gas natural entregado por el agente no se ajusta al contenido máximo de CO₂ establecido en el RUT, el transportador podrá rehusarse a aceptar el gas en el punto de entrada, o podrá solicitar al remitente el pago de los costos que demande transportar gas por fuera de la especificación establecida en el presente reglamento.

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Transporte de gas por fuera de especificaciones RUT	15-12-2025
---	--	------------


Dichos costos se establecerán respetando el principio de neutralidad que señala la ley”.

5. Estructura del estudio realizado con CDT de gas.

El estudio desarrollado por consultor externo – Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas – CDT de Gas se estructuró para analizar cuatro (4) aspectos considerados esenciales: (i) revisión de referencias internacionales sobre gestión de la calidad del gas en sistemas de transporte, analizando experiencias de la Unión Europea, Reino Unido, Norteamérica y Latinoamérica, sustentando la necesidad de una actualización normativa colombiana que preservando la integridad del SNT habilite la flexibilidad necesaria para la transición energética; (ii) caracterización de las fuentes actuales y potenciales de gas natural en Colombia, incluyendo también gases fuera de especificación, Gas Natural Licuado (GNL) importado, biometano y gases renovables, con base en registros cromatográficos de los operadores nacionales y datos internacionales: (iii) evaluación de los impactos técnicos, operativos y de seguridad asociados a la flexibilización de la calidad del gas. Mediante simulaciones y análisis termodinámico, se identificaron los parámetros críticos de control: Presión parcial de CO₂ (pCO₂), Punto de rocío de hidrocarburos, Contenido de agua, Variaciones del índice de Wobbe y (iv) estrategia integral de mitigación y adaptación del SNT frente a la incorporación de gases con composiciones ampliadas, estructurada en tres ejes complementarios: regulatorio, tecnológico y operativo. En el eje regulatorio se propuso un esquema de flexibilidad técnica que permite ampliar límites bajo condiciones verificables. Este régimen se materializa en dos modalidades: Tolerancia operativa controlada y Tolerancia contractual. El eje tecnológico estableció los mecanismos de monitoreo para respaldar la flexibilidad técnica. Lo descrito en este entregable demuestra que la integridad del SNT puede mantenerse dentro de márgenes seguros si las variables críticas se gestionan mediante monitoreo coordinado y trazable entre los agentes, constituyendo la base técnica para la futura actualización del RUT.

El estudio identificó oportunidades para transportar gas por fuera de especificaciones RUT, bajo algunos parámetros a tener presente:


- Se concluye que el RUT actual puede evolucionar hacia un modelo de gestión flexible, sin comprometer la seguridad ni la integridad del sistema y la cadena de valor del gas natural combustibles. Los análisis de simulación, tanto estadísticos como cinéticos, mostraron que los tramos actuales del SNT podrían permanecer dentro de límites seguros de operación si se amplían los rangos de composición de forma controlada.

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Transporte de gas por fuera de especificaciones RUT	15-12-2025
---	--	------------

- En consecuencia, el estudio propone una tabla regulatoria modificada, que constituye la conclusión central del trabajo. Esta tabla mantiene la coherencia con los límites internacionales, introduce márgenes de flexibilidad gradual y refuerza el enfoque en la gestión del riesgo operativo.
- En todos los casos, la presión parcial de CO₂ (pCO₂) no deberá exceder 24 psi en ningún punto del sistema, incluyendo gasoductos interconectados o con recompresión.
- Una tolerancia operativa controlada, aplicable bajo eventos operativos debidamente justificados (contingencias, mantenimientos o restricciones de oferta), de carácter temporal, sustentada en mecanismos de neutralización y/o mitigación del impacto previamente acordados entre los agentes interesados, conforme a una metodología preestablecida y sujeta a registro operativo documentado.
- Una tolerancia contractual, aplicable mediante acuerdo técnico-comercial entre los agentes, previa validación técnica que demuestre una condición de integridad equivalente o se sustente en un mecanismo de neutralización y/o mitigación del impacto, conforme a las metodologías acordadas entre las partes interesadas. Se deberá acordar con el transportador en cada caso el valor máximo de CO₂ que se recibirá en cada tramo.

6. Sustento técnico operativo

- CO₂: este elemento es el más sensible dentro de la gama de componentes de la tabla de calidad de gas actual, este elemento puede generar corrosión acelerada en presencia de humedad, en el ejercicio realizado se determina que es factible técnicamente ampliar el rango hasta el 3% a gasoductos con presiones menores a 800 psi manteniendo presiones parciales hasta 24 psi; en gasoductos con presiones entre los 800 psi hasta los 1200 psi las presiones parciales aumentan significativamente hasta 36 psi para esta misma concentración, limite no tolerable dado que impacta la integridad y seguridad del gasoducto como procesos como el gas natural vehicular, por lo tanto, en estas presiones de operación el límite máximo de concentración de CO₂ no debe superar el 2.5% para obtener presiones parciales de hasta 30 psi que es limite admisible para mantener la integridad de los gasoductos y con estricto control del nivel máximo de contenido de vapor de agua para el mercado de Gas Natural Vehicular; es requerido controlar el nivel máximo de contenido de vapor de agua a máximo 4 lb/MMSCF para concentraciones entre 2% a 2.5% CO₂, y para concentraciones entre 2.5% a 3.0% CO₂ este parámetro debe ser mantenerse entre 0.5 lb/MMSCF a máximo 2 lb/MMSCF y un dew point entre -32°C a -45°C

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Transporte de gas por fuera de especificaciones RUT	15-12-2025
---	--	------------


dependiendo la composición exacta del gas a circular, esta restricción se da por efectos de corrosión bajo tensión SCC (Stress Corrosion Cracking) en los cilindros de almacenamiento Tipo I, Tipo II y Tipo III específicamente, finalmente no se debe despreciar que el nivel máximo de contenido máximo H₂S hasta 6mg/m³.

- Inertes: la combinación de estos componentes CO₂ como N₂ afecta el proceso de combustión, puntualmente la velocidad de llama la cual debe estar aproximadamente sobre los 34 cm/s, bajo el escenario de aumentar a una concentración del 7%, donde claramente se delimita como límite máximo de CO₂ del 3% y N₂ del 4% no se mantendría problemas en este indicador se llegarían a velocidades máximas entre 41.1 cm/s y 34 cm/s. En el caso del GNV en situaciones de este nivel de concentraciones puede afectar la estabilidad en llama de motores de alta eficiencia.
- Poder calorífico e índice de woobe: Estos dos parámetros comprometen la estabilidad de llama y emisiones, con la ampliación de este rango, en poder calorífico entre 947 BTU/ft³ a 1150 BTU/ft³ y el índice de woobe entre 1226.BTU/ft³ a 1415 BTU/ft³ no afectará eficiencia en la combustión en sus parámetros de Co/NOx.
- O₂: este parámetro es un contaminante altamente agresivo en presencia de agua, teniendo un impacto letal en la tubería de acero, en este caso en redes de acero para transporte y distribución es necesario y obligatorio mantenerlo debajo de los 1000 ppm (0.1%). En el caso de materiales de tubería no metálicos como el polietileno podría aumentarse el nivel hasta en un 10000 ppm (1%), lo que da oportunidad de ampliar el ingreso de fuentes a sistemas de distribución en redes de polietileno.

7. Recomendaciones a la CREG.

Proponer como referencia la tabla anexa la modificación de los lineamientos de calidad de gas actuales que consolida el Reglamento Único de Transporte RUT. Esta modificación va en el orden de evolucionar hacia un modelo de gestión operativa flexible en temas de calidad de gas, sin comprometer la seguridad ni la integridad del sistema nacional de transporte como sistemas de distribución y usuarios finales principalmente el mercado de gas natural vehicular. En la mencionada tabla de componentes como CO₂, O₂, contenido total de inertes (CO₂ + N₂), poder calorífico y número de Wobbe, se modifican en sus valores actuales hasta límites permisibles.

Especificación	Sistema Internacional	Sistema Ingles
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	42.8 MJ/m ³	1150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico (GHV)	35.3 MJ/m ³	947 BTU/ft ³
Contenido de liquido	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano/100 PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100 PCS

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Transporte de gas por fuera de especificaciones RUT	15-12-2025
---	--	------------


Contenido CO ₂ máximo en % volumen a pCO ₂ < 24 psi Nota 1.	3%	3%
Contenido de N ₂ máximo en % volumen	7%	7%
Contenido máximo de inertes en % volumen	7%	7%
Contenido máximo en oxígeno en % volumen Nota 2.	0.1 %	0.1 %
Contenido máximo vapor de agua Nota 1.	97 mg/m ³	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	1.6 mg/m ³	0.7 grano / 1000 pc
Número de Woobe	Entre 45,7 MJ/m ³ y 52.7 MJ/m ³	Entre 1226.6 BTU/ft ³ y 1414.7 BTU/ft ³

Nota 1: Excepciones transporte CO₂

Zona Operación	Concentración CO ₂ y pCO ₂	Nivel de vapor de agua (VA)
Seguro	CO ₂ ≤ 2.0 % @ 24 psi, pCO ₂	VA ≤ 6 lb/MMSCF
Moderado	2.0 % ≤ CO ₂ ≤ 2.5 % @ 28 psi, pCO ₂	VA ≤ 4 lb/MMSCF
Critica	2.5 % ≤ CO ₂ ≤ 3.0 % @ 28 psi, pCO ₂	0.5 ≤ VA ≤ 2 lb/MMSCF

Se promueven tres zonas de operación, que en función a su dinámica se iniciarían los siguientes protocolos de gestión, las cuales estará como responsable el transportador como agente gestor del sistema nacional de transportes, con reporte continuo y constante a productores comercializadores, remitentes, y agentes del sector en general, como entes de vigilancia y control, por medio del Comité Nacional de Operación CNOgas puntualmente en su Comité Mantenimiento e Intervenciones a través del Sistema de información de mantenimientos e intervenciones SIMI.

Para el escenario catalogado como seguro, el transportador no mantendrá objeciones de recibir cantidades de gas en el punto de entrada por el Productor Comercializador gestionadas por el remitente para ser transportadas en el sistema nacional de transporte. El transportador garantizará que estas composiciones no sean modificadas dentro del sistema nacional de transporte en ninguno de sus tramos.


 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Transporte de gas por fuera de especificaciones RUT	15-12-2025
---	--	------------

Para el escenario catalogado como moderado, el Productor Comercializador deberá ajustar su proceso de entrega de cantidades de gas en su variable nivel de vapor de agua a máximo 4 lb/MMSCF, el transportador activará las siguientes acciones para mitigar operativamente este efecto en el sistema nacional de transporte:

- En primera instancia valorará y simulará el impacto de recepción de estas cantidades de gas en el punto (s) de entrada que lo genere y realizará los ejercicios necesarios de impacto de la mezcla (blending) en la totalidad del sistema nacional de transporte, validando si estas cantidades de gas llegan al escenario seguro. De serlo se obliga a transportar estas cantidades a puntos de salida de acuerdo con contrataciones vigentes con remitentes.
- En caso contrario, si en el proceso de valoración y simulación afecta de las cantidades inyectadas al sistema nacional de transporte de forma total o parcial, el transportador activará plan de mitigación continua al sistema nacional de transporte que contendrá como mínimo las siguientes acciones, i) inyección continua de inhibidores de corrosión y ii) un programa de monitoreo interno intensivo (cupones de corrosión y PIG's inteligentes). El transportador documentará este proceso justificando el sobrecosto operativo de esta condición y deberá reportarlo de manera anual de acuerdo con CREG 175 de 2021 con sus modificaciones y adiciones, como AOM Incremental (Administración, Operación, y Mantenimiento), referenciando el tramo o tramos según clasificación definida en dicha resolución.
 - Tipo I: cumplieron su vida útil (VUN) antes de la resolución.
 - Tipo II: cumplen su vida útil (VUN) durante el periodo de vigencia de la resolución.
 - Tipo III: activos nuevos que entran en operación durante la vigencia de la resolución.

Para el escenario catalogado como crítico, el Productor – Comercializador deberá ajustar su proceso su proceso de entrega de cantidades de gas en su variable nivel de vapor de agua a máximo 2 lb/MMSCF y en lo técnicamente posible a valores inferiores, el transportador declarara vigilancia estricta del sistema nacional de transporte y se activaran las siguientes acciones:

- En primera instancia valorará y simulará el impacto de recepción de estas cantidades de gas en el punto (s) de entrada que lo genere y realizará los ejercicios necesarios de impacto de la mezcla (blending) en la totalidad del sistema nacional de transporte, validando si estas cantidades de gas llegan al escenario seguro. De serlo se obliga a transportar estas cantidades a puntos de salida de acuerdo con contrataciones vigentes con remitentes.
- En caso contrario, si en el proceso de valoración y simulación afecta las cantidades inyectadas al sistema nacional de transporte de forma total o parcial, el transportador activará plan de mitigación estricta al sistema nacional de transporte que contendrá

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Transporte de gas por fuera de especificaciones RUT	15-12-2025
---	--	------------

como mínimo las siguientes acciones, i) inyección continua de inhibidores de corrosión y ii) un programa de monitoreo interno intensivo (cupones de corrosión y PIG's inteligentes). El transportador documentará este proceso justificando el sobre costo operativo de esta condición y deberá reportarlo de manera anual de acuerdo con CREG 175 de 2021 con sus modificaciones y adiciones, como AOM Especial (Administración, Operación, y Mantenimiento), referenciando el tramo o tramos según clasificación definida en dicha resolución.

- Tipo I: cumplieron su vida útil (VUN) antes de la resolución.
- Tipo II: cumplen su vida útil (VUN) durante el periodo de vigencia de la resolución.
- Tipo III: activos nuevos que entran en operación durante la vigencia de la resolución.
- El transportador podrá demostrar que mantuvo un impacto severo en corrosión en tramos Tipo I y Tipo II podrá solicitar inversiones por reposición a la CREG, justificando que no es seguro transportar cantidades de gas en este o estos tramos.

Para valores que superen los escenarios dispuestos la concentración de CO₂, presiones parciales pCO₂ y niveles de vapor de agua, el transportador tendrá total autonomía de dar rechazo al mismo. No se permitirán ingresos parciales de cantidades de gas por fuera de especificación por ningún Producto Comercializador.


El transportador mantendrá la custodia de gas en condiciones o escenarios citados, de superar las condiciones de calidad de gas por responsabilidad propia del transportador en sus procesos de comprensión, mantenimiento y demás asociados, este tendrá que asumir los efectos y responsabilidades en los impactos que genere en remitentes y clientes finales.

Nota 2: Excepciones transporte O₂

Se podrá extender el rango de O₂ hasta 10000 ppm (1% en volumen) en conexiones directas desde el productor comercializador hasta un sistema de distribución en materiales diferentes al acero, como por ejemplo PE80, PE100, PE-AL-PE.

Nota 3: Biogas y biometano.

Se deberán mantener los niveles exigidos en xilosanos , compuestos alogenados definidos en CREG 240 de 2016.

 <p>Consejo Nacional de Operación de Gas Natural</p>	<p>Mecanismo para obtener gas en firme de corto plazo</p>	<p>15 diciembre 2025</p>
---	--	--------------------------

**DECLARACIÓN COMERCIAL AL GESTOR DEL MERCADO ESTADO GAS DECLARADO PTDV -
Mecanismo para obtener gas en firme de corto plazo**

Contenido

1.	OBJETIVOS.....	3
2.	ANTECEDENTES	3
3.	ALCANCE	3
4.	RECOMENDACIONES DE MODIFICACIONES NORMATIVAS-REGULATORIAS.....	4

1. OBJETIVOS

Disponer de instrumentos regulatorios que permitan gestionar de manera eficiente la oferta de gas natural disponible en campos con inestabilidad e incertidumbre en su producción que, en periodos más cortos, presentan mayor certeza de disponibilidad.

2. ANTECEDENTES

En diferentes foros y reuniones se ha cuestionado por qué los productores de gas, a pesar de contar con cantidades disponibles de Producción Total para la Venta (PTDV), es decir, la diferencia entre el Potencial de Producción (PP) y la Producción Comprometida (PC), no las ponen en firme, es decir no las declaran como PTDFV, o al menos algunas de ellas, para los procesos de comercialización trimestrales.


Se ha indicado que esta situación responde a las condiciones técnicas y operativas actuales de los campos de producción, los cuales en su mayoría presentan declinación o corresponden a yacimientos de baja capacidad y corta vida útil. En consecuencia, los volúmenes reportados en la PTDV presentan alta variabilidad, con fluctuaciones diarias que impiden garantizar su firmeza para compromisos comerciales.

Por otro lado, aunque las ventanas de comercialización han reducido los plazos de compromiso contractual, persisten temporalidades que no se ajustan a la dinámica de inestabilidad de los pozos. Según la regulación vigente, para comercializar moléculas en firme (PTDFV) es necesario declararlas el primer día del trimestre estándar de negociación; sin embargo, su entrega puede realizarse hasta el inicio del trimestre siguiente (trimestre estándar de ejecución), lo que genera una ventana de aproximadamente 2 a 2,5 meses. Adicionalmente, los decretos establecen que el hallazgo de nuevos campos o volúmenes debe reportarse previamente al Ministerio de Minas y Energía antes de su declaración, lo que incrementa el tiempo requerido para poner estas cantidades en el mercado.

Ante este escenario, y considerando la alta inestabilidad de los campos mencionados, y la dificultad para garantizar firmeza de las cantidades en plazos superiores a los tres meses, los productores optan por no comprometer volúmenes, dado que no existe certeza sobre su disponibilidad en el momento del cumplimiento contractual. Desde el punto de vista económico, esta situación resulta desfavorable, ya que lo óptimo, para un productor, sería suscribir contratos en firme de mayor plazo; sin embargo, ante la incertidumbre, y el riesgo de incumplimiento, los productores priorizan la gestión responsable y evitan asumir riesgos sobre volúmenes inciertos.

3. ALCANCE

Este documento incluye las recomendaciones para modificación de algunos aspectos normativos y/o regulatorios, relacionados con gas disponibles en la franja entre las PTDV y las PC, en campos que por su inestabilidad en su producción el productor-comercializador no declara PTDFV's.

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Mecanismo para obtener gas en firme de corto plazo	15 diciembre 2025
--	---	-------------------

4. RECOMENDACIONES DE MODIFICACIONES NORMATIVAS-REGULATORIAS.

La solución propuesta para aprovechar moléculas que, en periodos más cortos, presentan mayor certeza de disponibilidad consiste en habilitar procesos de comercialización bajo dos condiciones: (i) ventanas de tiempo reducidas, firmando el contrato el mes previo al mes de entrega; y (ii) plazos más cortos, por ejemplo, mensuales. Para ello, se requeriría permitir que los reportes de cambios en la PTDV y en la PTDVF se realicen ante el Gestor del Mercado el mes anterior al consumo, en el momento en que ocurran, sin necesidad de actualizar mensualmente la información declarada ante el Ministerio, manteniendo la cobertura de la PTDV previamente registrada, esta actualización al Gestor sería comercial. Esta medida flexibiliza los periodos de comercialización para moléculas provenientes de estos campos y ofrece una alternativa adicional para garantizar la atención de la demanda esencial.

Propuesta: que el gas en contratos con interrupciones de campos en pruebas extensas puedan dar respaldo a todo tipo de demanda, residencial y GNV (esencial), industria (no esencial), entre otras. Solamente de manera temporal y hasta que se declaren balances que arrojen un resultado de situación de déficit de gas.

La barrera que existe hoy es que los campos en pruebas extensas, a la luz del Decreto 1073 de 2015, no cuentan con Respaldo Físico¹ condición que se le exige a los agentes que atienden Demanda Esencial.

Ventajas

- **Cobertura.** Ante la escasez en la oferta de gas, **este tipo de recurso se constituye en una alternativa adicional que ayudaría en la cobertura**, y en relación con las pocas alternativas de gas nacional con las que cuentan los agentes que atienden demanda.
- **Precio.** Tendría un menor precio con respecto al gas importado, al ser una fuente de gas nacional.


Desventajas

- **No estabilidad.** La probabilidad de fallo en el suministro del gas, a partir de estas fuentes, es alta.
- **Asumir responsabilidad de fallo.** Quién / Qué agente asume la responsabilidad de este fallo? (el Productor, no; el Agente Comercializador, no; el Ministerio en su normativa, no)
- **Cambio normativo.** de gran calado, ya que implica la modificación de un Decreto del MME, numeral 2.2.2.2.16 “Demanda Esencial”, cambio que podría tardar al menos unos 6 meses.
- **Menos oferta nacional para la industria.** Teniendo en cuenta las normas de priorización y que los campos en pruebas extensas no se consideran para ello, estas fuentes son llamadas a atender sector industrial.


Conclusión: teniendo en cuenta que, de momento, el Productor de los Campos del Piedemonte ha sacado una oferta adicional y esto alivia en bastante magnitud la escasez de los segmentos de Demanda Esencial, se sugiere dejar esta propuesta en stand-by, ante el balance de Desventajas y Ventajas.

Ahora bien, dentro de la “Propuesta” y para superar la condición de no Respaldo Físico de estos campos, una vía intermedia, es que de manera diaria, una vez el Vendedor acepte la nominación, estas fuentes se entiendan cuentan con Respaldo Físico.

(1) No cuentan con Reservas probadas o probables certificadas a la ANH


 <p>Consejo Nacional de Operación de Gas Natural</p>	<p>MEDIDAS REQUERIDAS EN EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL ANTE LA COYUNTURA DE ABASTECIMIENTO DEL MERCADO PARA EL 2026</p>	<p>15 diciembre 2025</p>
---	---	--------------------------

**MEDIDAS REQUERIDAS EN EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL ANTE LA COYUNTURA DE
ABASTECIMIENTO DEL MERCADO PARA EL 2026**

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	MEDIDAS REQUERIDAS EN EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL ANTE LA COYUNTURA DE ABASTECIMIENTO DEL MERCADO PARA EL 2026	15 diciembre 2025
---	--	-------------------

Contenido

1. OBJETIVOS	3
2. ANTECEDENTES	3
3. ALCANCE.....	4
4. RECOMENDACIONES DE MODIFICACIONES NORMATIVAS-REGULATORIAS.	4
4.1. Declaración de CMMP con interrupciones para maximizar la utilización de la infraestructura de transporte.	4
4.2. Flexibilidad en la contratación de la CTEMP	4
4.3. Ajustes a las reglas de comercialización de contratos con interrupciones para mejorar la eficiencia en el uso de la capacidad de transporte	5
5. RECOMENDACIÓN A LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS-CREG.....	7

 <p>Consejo Nacional de Operación de Gas Natural</p>	<p>MEDIDAS REQUERIDAS EN EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL ANTE LA COYUNTURA DE ABASTECIMIENTO DEL MERCADO PARA EL 2026</p>	<p>15 diciembre 2025</p>
---	---	--------------------------

1. OBJETIVOS

Disponer de instrumentos regulatorios que permitan gestionar de manera eficiente la capacidad de transporte disponible resulta fundamental para mitigar los impactos de la coyuntura de abastecimiento y garantizar la continuidad en la prestación del servicio. Se plantea la adopción de las siguientes tres (3) medidas:

1. Declaración de CMMP¹ con interrupciones para maximizar la utilización de la infraestructura de transporte
2. Flexibilidad en la contratación de la CTEMP.
3. Ajustes a las reglas de comercialización de contratos con interrupciones para mejorar la eficiencia en el uso de la capacidad de transporte


2. ANTECEDENTES

La coyuntura actual de restricción de oferta y riesgo de desabastecimiento exige aprovechar al máximo la capacidad disponible en la infraestructura de transporte existente. Los transportadores realizan esfuerzos operativos permanentes para incrementar la capacidad efectiva de sus sistemas en beneficio de la demanda; sin embargo, la regulación vigente exige que toda capacidad declarada como CMMP sea ofrecida bajo todas las modalidades contractuales (firme e interrumpible). Esto implica que, aun cuando el transportador logre habilitar capacidad operativa adicional, no siempre puede comprometerla en firme, lo que en la práctica dificulta poner esa capacidad a disposición del mercado de manera oportuna.

Cabe resaltar que, en la actualidad, la comercialización de la CTEMP, según la Resolución CREG 185 2020, cuando se presente, debe ser declarada al gestor del mercado en forma diaria para su publicación en el BEC. Se requiere ajustar las reglas aplicables a la comercialización de la CTEMP con el fin de permitir su oferta y contratación por períodos superiores a un día y hasta la finalización del trimestre, de acuerdo con las condiciones de disponibilidad reportadas por los transportadores. Esta flexibilización facilitaría la gestión operativa de la demanda, optimizaría la utilización de la infraestructura y otorgaría a los remitentes herramientas adicionales para asegurar la continuidad del servicio, sin afectar los principios de eficiencia ni las reglas de asignación vigentes.

Por otro lado, desde la entrada en vigencia de la Resolución CREG 185 de 2020, se evidencia que los remitentes realizan solicitudes de contratación con interrupciones por capacidades superiores

¹ Capacidad Máxima de Mediano Plazo

 <p>Consejo Nacional de Operación de Gas Natural</p>	<p>MEDIDAS REQUERIDAS EN EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL ANTE LA COYUNTURA DE ABASTECIMIENTO DEL MERCADO PARA EL 2026</p>	<p>15 diciembre 2025</p>
---	---	--------------------------

a las realmente requeridas y utilizadas. Este comportamiento genera un uso ineficiente del sistema y, en la práctica, un acaparamiento de la capacidad de transporte.

Si bien el marco normativo vigente contempla instrumentos como los contratos de contingencia (párrafo 5 del artículo 16) y los contratos firmes diarios (artículo 17), en la práctica el transportador enfrenta la imposibilidad de asignar capacidad mediante estas modalidades debido a que la totalidad del sistema suele encontrarse contratado bajo el esquema de interrupciones. En tales circunstancias, el sistema termina operando con una capacidad ociosa aparente, en contravía de los principios de eficiencia previstos en la regulación.

3. ALCANCE

Este documento incluye las recomendaciones para modificación parcial de algunos aspectos normativos y/o regulatorios, relacionados con CMMP's y CTEMP's en aspectos que viabilicen su comercialización del transporte disponible bajo la aplicación de las recomendaciones descritas a continuación.

4. RECOMENDACIONES DE MODIFICACIONES NORMATIVAS-REGULATORIAS.

4.1. Declaración de CMMP² con interrupciones para maximizar la utilización de la infraestructura de transporte.

Se requiere adoptar una medida regulatoria que permita a los transportadores declarar una CMMP exclusivamente bajo la modalidad de interrupciones. Esto habilitaría al transportador a ofrecer al mercado capacidad que puede utilizarse de manera segura cuando las condiciones operativas lo permitan, sin asumir riesgos indebidos y generando beneficios inmediatos para la demanda. Con esta flexibilidad, el mercado podría acceder a capacidad adicional en escenarios de estrechez, se optimizaría el uso del sistema de transporte y se reforzaría la confiabilidad del abastecimiento en el corto plazo.


4.2. Flexibilidad en la contratación de la CTEMP³

Se requiere ajustar la definición de CTEMP de la Resolución CREG 185 de 2020:

Definición actual:

² Capacidad Máxima de Mediano Plazo

³ Capacidad Temporal

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	MEDIDAS REQUERIDAS EN EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL ANTE LA COYUNTURA DE ABASTECIMIENTO DEL MERCADO PARA EL 2026	15 diciembre 2025
---	--	-------------------

“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.”

Modificación sugerida:


“Capacidad Temporal, CTEMP: Es el máximo volumen de gas transportable que excede la CMMP, calculado para periodos como mínimo a un (1) día y hasta el último día del trimestre estándar, en circunstancias excepcionales operativas que se requieran para aumentar la capacidad de los gasoductos tales como baja generación hidroeléctrica, alto despacho térmico de gas, estrechez en la oferta 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. Cuando se presente CTEMP, el transportador deberá declararla al Gestor del Mercado para su publicación en el BEC, al menos con un día de anticipación.”

4.3. Ajustes a las reglas de comercialización de contratos con interrupciones para mejorar la eficiencia en el uso de la capacidad de transporte

Con el propósito de incorporar señales que habiliten la atención oportuna de la demanda, se solicita a la Comisión evaluar ajustes al esquema de comercialización de transporte, de manera que se permita que la contratación de capacidad bajo la modalidad interrumpible pueda superar los valores de CMMP y la Capacidad Temporal (CTEMP), garantizando, no obstante, que la capacidad efectivamente utilizada durante la ejecución de los contratos no exceda los límites físicos y operativos del sistema.

Esta modificación requeriría excluir los contratos interrumpibles de la disposición actual que restringe que la suma de las capacidades contratadas en las distintas modalidades sea inferior o igual a la CMMP más la CTEMP. En ese sentido, se debe ajustar el párrafo 1 del artículo 4 de la Resolución CREG 185 de 2020 en los siguientes términos:

Parágrafo 1 del artículo 4 actual:

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	MEDIDAS REQUERIDAS EN EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL ANTE LA COYUNTURA DE ABASTECIMIENTO DEL MERCADO PARA EL 2026	15 diciembre 2025
---	--	-------------------

“Parágrafo 1 1. La suma de las capacidades comprometidas por el transportador a través de las diferentes modalidades contractuales deberá ser igual o inferior, en todo momento, al valor de la capacidad máxima de mediano plazo más el valor de la capacidad temporal (...).”

Modificación sugerida:

“Parágrafo 1. La suma de las capacidades comprometidas por el transportador a través de las diferentes modalidades contractuales, a excepción de los contratos de transporte con interrupciones, deberá ser igual o inferior, en todo momento, al valor de la capacidad máxima de mediano plazo más el valor de la capacidad temporal. (...) El uso de los contratos interrumpibles, durante la ejecución de los mismos, estará acotado a la CMMP y CTEMP.”

Asimismo, se requiere eliminar el parágrafo 2 del artículo 4 y el último aparte del artículo 22 de la Resolución CREG 185 de 2020, que actualmente restringen la contratación de interrupciones a valores inferiores a la componente CDP_o o a la CMMP del sistema.


En definitiva, estas propuestas incorporan mecanismos de flexibilidad que permiten una gestión más eficiente de la capacidad disponible, maximizan el aprovechamiento de la infraestructura existente en beneficio del mercado y resultan especialmente relevantes para su pronta adopción ante la coyuntura actual de abastecimiento.

Es de destacar que esta propuesta está en línea con lo planteado en el Artículo 37 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, según el cual, los vendedores del mercado primario de suministro pueden vender mediante contratos con interrupciones, cantidades superiores a su PTDV/CIDV:

“Artículo 37. Condiciones de negociación de contratos con interrupciones. (...)

iii. En ningún caso un vendedor podrá registrar en un solo contrato con interrupciones, una cantidad superior a la PTDV/CIDV remanente de la Fuente de Suministro del contrato, para el período de ejecución del mismo. Sin embargo, la suma de la totalidad de las cantidades de los contratos con interrupciones de una misma Fuente de Suministro podrá ser superior a la PTDV/CIDV remanente de dicha fuente para el período de ejecución de los mismos”.

En coherencia con lo anterior, la propuesta permite asegurar una adecuada alineación entre las reglas de suministro y de transporte, y maximizar la probabilidad de utilización efectiva tanto del gas como de la infraestructura. Con ello, se promueve una gestión más eficiente y flexible del sistema, plenamente alineada con el marco normativo aplicable y el contexto de abastecimiento del sector de gas natural.

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	MEDIDAS REQUERIDAS EN EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL ANTE LA COYUNTURA DE ABASTECIMIENTO DEL MERCADO PARA EL 2026	15 diciembre 2025
---	--	-------------------

5. RECOMENDACIÓN A LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS-CREG.

Se plantean a la CREG las siguientes recomendaciones:

Modificar parcialmente la Resolución CREG 185-2020, en los aspectos descritos en las recomendaciones planteadas en el numeral 4 del presente documento.



Contrato de firmeza condicionada a generación térmica (CFCT)

Solicitar a la CREG la inclusión de la siguiente modalidad de contrato:

Contrato escrito en el que el vendedor garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural, sin interrupciones, durante un período determinado excepto cuando se presente la Condición de Generación de una de las unidades de generación representadas por el Vendedor derivada de un requerimiento del CND que requiera total o parcialmente la cantidad contratada. Tal modificación no constituye un incumplimiento del contrato. Las condiciones de la modificación serán pactadas libremente por las partes.

Esta modalidad contractual requiere de Respaldo Físico y deberá estar suscrito únicamente entre los Participantes del mercado.

Ajustes Requeridos

1. Que la CREG establezca que los contratos respaldados con capacidad contratada de una infraestructura de regasificación, se consideran de mercado primario.
2. Que la CREG establezca que esta modalidad sólo se puede transar en el mercado secundario.
3. Que la CREG establezca que el mecanismo de comercialización, las condiciones comerciales de esta modalidad serán libres por las partes y podrán ser negociadas en cualquier momento del año.
4. Que la CREG establezca que la información transaccional de estos contratos debe ser registrada ante el gestor del mercado.