
REUNIÓN ORDINARIA CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL, CNOGas, No 137

Bogotá, 12 de diciembre de 2017

ORDEN DEL DIA REUNIÓN ORDINARIA CNOGAS – 137

1. Verificación del quorum y aprobación Orden del día y acta reunión Ordinaria CNOGas No. 136 (10 min).
2. Presentación Gestor del Mercado (30 min).
3. Presentación XM (30 min).
4. Informe del Secretario técnico (30 min).
5. Temas para aprobación (60 min).
 - Incremento comisión fiduciaria_FiduDavivienda.
 - Suscripción otrosí contrato fiduciario Davivienda_Pagos en moneda extranjera e incremento comisión fiduciaria.
 - Protocolo-Guía aplicación aspectos Resolución CREG 124-2017.
 - Concepto a MM&E_Medición en surtidores GNCV (Ponencia comité técnico).
 - Desarrollo requisitos técnicos_Artículos 9 y 10 Resolución CREG 155-2017-Open Season.
 - Firmas auditoras calidad del gas_Resolución CREG 152 de 2017.
 - Acuerdo No 001 de 2017_Criterios proceso selección firmas auditoras Resolución CREG 107 de 2017_Comité técnico.
 - Plan de trabajo CNOGas 2018.
 - Programa de reuniones ordinarias CNOGas 2018.
6. Temas informativos (20 min).
 - Avance proceso Aseguramiento Metrológico equipos DPHC.
 - Modificaciones plataforma SIMI.
7. Propositiones y varios (10 min).

1. APROBACIÓN ACTA REUNIÓN ORDINARIA CNOGAS No. 136

**ACTA REUNIÓN DEL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL No. 136
(PARA COMENTARIOS)****LUGAR:** Piso 4, Edificio Torre Central Davivienda, Bogotá D.C.**FECHA:** Octubre 12 de 2017**ASISTENTES:**

Delegados presentes:

- | | |
|----------------------|------------------------|
| 1. Omar Ceballos | CHEVRON |
| 2. Milton Cañón | EQUIÓN |
| 3. Alejandro Navas | GEOPRODUCTION |
| 4. Jesús Correa | PROMIGAS |
| 5. Jesús Correa | TRANSOCCIDENTE (Poder) |
| 6. Fernando Vargas | TGI |
| 7. Isabel C. Gálvez | PROMIORIENTE |
| 8. José M. Rodríguez | TRANSMETANO |
| 9. Martha Reyes | PROGASUR |
| 10. Roberto Cure | GASES DEL CARIBE |
| 11. John F. Mejía | ISAGEN |
| 12. Gilberto Marengo | TEBSA |
| 13. Luz S. Botero | XM |
| 14. Claudia Garzón | MINMINAS |

Por el CNOGas:

- | | |
|-------------------|--------------------|
| 1. Fredi López S. | Secretario Técnico |
|-------------------|--------------------|

Ausentes:

- | | |
|----------------------|--------------------|
| 1. Carlos D. Beltrán | MINMINAS |
| 2. Jaime García | GAS NATURAL FENOSA |
| 3. Ana G. Hernández | ECOPETROL |

Otros miembros delegados al CNOGas:

- | | |
|-------------------|----------|
| 1. William Triana | PROGASUR |
|-------------------|----------|

Invitados:

- | | |
|--------------------------------|--------------------|
| 1. Julieta Serna | IDEAM |
| 2. Adriana Paucar/Jaime Sierra | GAS NATURAL FENOSA |

ORDEN DEL DIA:

1. Verificación del quorum y aprobación Orden del día y acta reunión Ordinaria CNOGas No. 135 (10 min).

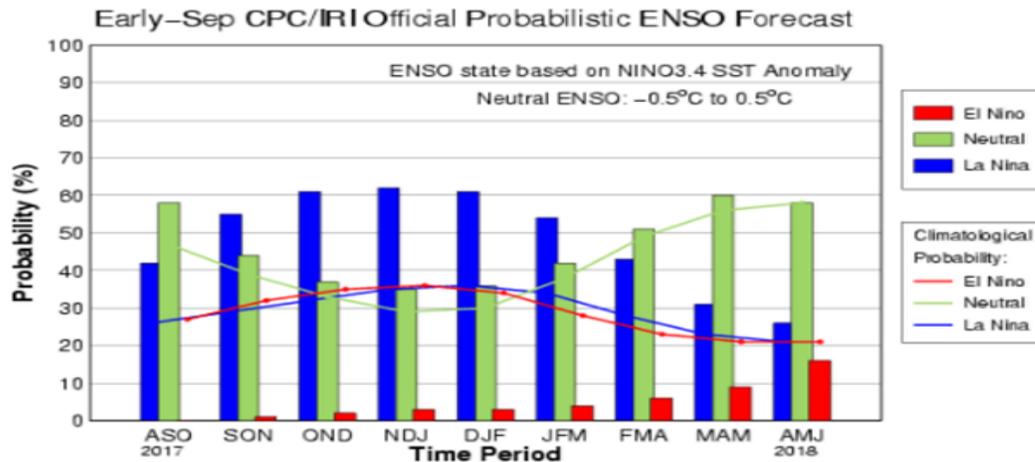
2. Presentación IDEAM (40 min).
3. Presentación XM (30 min).
4. Informe del Secretario técnico (30 min).
5. Temas para aprobación (35 min):
 - Proyecto de presupuesto CNOGas_2018.
 - Incremento comisión fiduciaria_FiduDavivienda.
 - Costo información suministrada por Concentra Inteligencia en Energía S.A.S.
6. Temas informativos (25 min).
 - Acuerdo No 001 de 2017 Criterios proceso selección firmas auditoras_ Resolución CREG 107-2017.
 - Código de Buen Gobierno del CNOGas
 - Suscripción otrosí contrato fiduciario Davivienda_Pago moneda extranjera.
 - Concepto a MM&E_Medición en surtidores GNCV
 - Avance procesos Aseguramiento Metrológico equipos DPHC.
7. Propositiones y varios (10 min).

1. VERIFICACIÓN DEL QUORUM Y APROBACIÓN ORDEN DEL DÍA Y ACTA REUNIÓN ORDINARIA CNOGAS NO. 136.

Con la presencia de 13 miembros delegados al Consejo, hubo quórum para deliberar y decidir. Preside la presente reunión el Dr. Fernando Vargas considerando que no pudo asistir el Dr. Carlos D. Beltrán, Director de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, MM&E. El Consejo aprueba el orden del día de la presente sesión. Además aprueba el acta de la reunión ordinaria CNOGas No 135 realizada el 10 de agosto de 2017 en la ciudad de Bogotá D.C.

2. PRESENTACIÓN DEL IDEAM.

El IDEAM hace presentación acerca de: (i) Seguimiento - 2017, (ii) Condiciones actuales, (iii) Predicciones nacionales e internacionales y (iii) Consenso nacional y alertas actuales. Como resumen general el IDEAM confirma que *“La cuenca del océano Pacífico registra condiciones de neutralidad, a la fecha. Las proyecciones en el mediano plazo estiman continuidad en condiciones neutras para los próximos meses”*. En la gráfica a continuación se observa la proyección de las anomalías de la Temperatura Superficial del Mar.



La presentación del IDEAM forma parte integral de la presente acta.

3. PRESENTACIÓN XM.

XM realizó presentación sobre el comportamiento de las variables energéticas y el panorama energético considerando varios escenarios de evolución del embalse agregado y la correspondiente generación requerida. El análisis energético realizado por XM concluye, entre otros, que "1. Con el nivel del embalse agregado actual y las expectativas de aportes esperadas y demás supuestos considerados, el sistema cuenta con los recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente, 2. Para el caso contingencia, la generación térmica muestra valores promedios semana entre 30 y 60GWh/día, mientras que para el caso esperado, se sitúa entre 20 y 40GWh/día, 3. Las sensibilidades propuestas, escenario bajo de la UPME y escenario FRNC, presentan valores de generación térmica levemente inferiores al caso esperado, 4. El escenario que contempla FRNC (tecnologías eólicas y solar) presenta una contribución promedio de estos recursos para el primer año de aproximadamente 0.4GWh/día, alcanzando valores al final del horizonte de alrededor de 2GWh/día, 5. Teniendo en cuenta la dinámica del sistema, se debe continuar con el seguimiento integral de las variables para dar señales y recomendaciones oportunas que permitan continuar con la atención confiable y segura de la demanda. Así mismo, se debe hacer un seguimiento continuo al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN y 6. Dada la confidencialidad en la información primaria para los estudios de FRNC, no es posible la publicación de datos para reproducción de estudios por parte de los agentes". XM manifiesta su acuerdo en presentar para las próximas sesiones del CNOGas el comportamiento de la demanda del sector eléctrico discriminada por sectores.

La presentación de XM forma parte integral de la presente acta.

4. INFORME DEL SECRETARIO TECNICO

El Secretario Técnico presenta su informe destacando los siguientes aspectos: (i) Seguimiento a la ejecución presupuestal mensual y acumulada ejecutada a septiembre de 2017 y proyectada octubre, noviembre y diciembre de 2017, (ii) Estado temas pendientes remitidos por el CNOGas a CREG, con los temas que han tenido avance y/o requerimientos de la Comisión y (iii) Otros temas de interés dentro de los cuales se mencionan aspectos generales relacionados con los temas sobre la información SARLAFT

remitida por los miembros del CNOGas a FiduDavivienda, Comunicación remitida por el CNOGas a la UMPE solicitando información prevista en el Artículo 23 de la Resolución CREG 107-2017, Participación del Secretario técnico en reunión con la UPME y Consultor para la ingeniería conceptual del gasoducto Buenaventura-Yumbo y Asistencia a reunión CACSSE No 131 en el Ministerio de Minas y Energía.

El Consejo realiza especial mención a algunos de los temas del informe del Secretario técnico:

- Proyecto Resolución CREG 043-2017 relacionado con el Decreto 2345 de 2015 que modificó el Decreto 1073 de 2015 en lo asociado, entre otros, con la atención de la demanda esencial ante eventos de Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia, No transitoria. El Consejo manifiesta su preocupación por cuanto este asunto no se ha resuelto por la CREG y el Ministerio de Minas y Energía (MM&E), dejando a los agentes responsables de aplicar lo previsto en el proyecto de Resolución CREG 043-2017 expuestos a eventuales investigaciones por la SuperServicios, no obstante haber realizado el CNOGas propuestas operativas sobre este asunto tanto a la CREG como al MM&E y aclaraciones a la SuperServicios. Se espera coordinación de reunión con la CREG y MM&E.
- Resolución CREG 124-2017. El Consejo solicita al Secretario técnico presentar para revisión en la sesión COMI mensual del mes de noviembre del presente año un protocolo o guía para la aplicación de aspectos previstos en la referida resolución.
- Mantenimiento programado por Ecopetrol en las instalaciones del campo Cupiagua para el período 09-26 de enero de 2018. Ante el impacto en la atención de la demanda del interior del país generado por este mantenimiento, el Consejo solicita revisar en las reuniones COMI's semanales y mensuales las siguientes iniciativas para minimizar la restricción de gas natural: (i) Swap's Costa-Interior, (ii) Gas de Venezuela (revisar la calidad del mismo), (iii) Gas de Calamarí (planta de regasificación de GNL en Cartagena) y (iv) Probabilidad de adelantar el período de ejecución de los trabajos para época de baja demanda.

5. TEMAS PARA APROBACIÓN

El documento presentado por el Secretario (presentación power point), forma parte integral de la presente acta.

- **Proyecto de presupuesto CNOGas_2018.** El Secretario técnico somete a aprobación del Consejo el proyecto de presupuesto del CNOGas para el año 2018, el cual es aprobado en los términos presentados. Por ser relevantes, se describen los principales aspectos: (i) El proyecto de presupuesto 2018 se estructuró considerando la ejecución real a septiembre de 2017 y proyección de los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2017, (ii) Supuestos proyecto presupuesto 2018: IPC 2017, 5%; incremento del SMMLV, 6% (iii) El presupuesto 2018 incluye el probable incremento de la comisión fiduciaria mensual declarado por FiduDavivienda una vez el actual contrato fiduciario venza, lo cual ocurrirá el 30 de marzo de 2018 (se incrementaría de 1,5 SMLMV a 2,5 SMLMV), (iv) Monto del presupuesto año 2018: \$688.957.935, (v) Valor de los aportes para cada empresa del CNOGas: \$45.930.529 (incremento del 3,87% en relación con el aporte de 2017), (vi) Excedentes 2017 dejados como reserva en el presupuesto 2018: \$47.864.642 (valor proyectado que depende de la ejecución del presupuesto de los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2017. Se tomará el real al cierre del año 2017), (vii) El valor del aporte para el año 2018 se pagará en dos (2) cuotas a facturar en los meses de enero y mayo de 2018, así: primera cuota: \$15.310.176 y segunda cuota: \$30.620.353, (viii) El aporte fue calculado basado en la Resolución UPME 198 de 2017 que indica que hasta el 30 de abril de 2018 el CNOGas estará conformado por 15 empresas y (ix) El valor del aporte será recalculado y distribuido entre las empresas que conformarán el CNOGas, una vez el Ministerio de Minas y Energía publique el

Decreto definitivo que modifica de 15 a 12 las empresas que conformarán el CNOGas y la UPME o el Ministerio de Minas y Energía expida la correspondiente resolución.

○ **Incremento comisión fiduciaria_FiduDavivienda.** El Secretario técnico presenta para aprobación del Consejo análisis realizado sobre el incremento de la comisión fiduciaria anunciado por FiduDavivienda en julio del presente año cuyo valor pasaría de 1,5 SMLMV+IVA a 2,5 SMLMV+IVA. Una vez revisado por el Consejo el informe presentado, encuentra que faltó analizar las condiciones y tasa de rentabilidad esperada para los dineros depositados en la fiducia; por lo que instruye al Secretario técnico para que haga las consultas sobre este particular a las empresas que presentaron oferta económica, Alianza Fiduciaria, Fiduciaria Popular y Fiduciaria Central, como también a FiduDavivienda. El resultado de este análisis será sometido a aprobación del Consejo.

○ **Costo información suministrada por Concentra Inteligencia en Energía S.A.S.** El Secretario técnico presenta para aprobación del Consejo análisis realizado a propuesta presentada por Concentra Inteligencia en Energía S.A.S. sobre el cobro de un valor de \$12.700.000 anuales por el envío de información relacionada con: (i) Información histórica de demanda a nivel mensual desagregada por sector de consumo y por región, Interior, Costa y Zona Aislada e (ii) Información histórica de producción a nivel mensual desagregada por región, Interior, Costa y Zona Aislada. El Consejo una vez revisada la información presentada por el Secretario técnico determinó no aprobar esta solicitud. Por encontrarse inmerso en conflicto de interés, se declaran impedidos los miembros del Consejo que representan a las empresas Isagén, TGI y Equión.

6. TEMAS INFORMATIVOS

El documento presentado por el Secretario Técnico (presentación power point), forma parte integral de la presente acta. Se presenta al Consejo, a título informativo, los temas relacionados a continuación, dándose por enterado e invitando al Secretario Técnico a continuar con la gestión de los mismos:

○ **Acuerdo No 001 de 2017 Criterios proceso selección firmas auditoras_ Resolución CREG 107-2017.** El Secretario técnico informa al Consejo aspectos generales sobre el avance en la definición de los criterios para el proceso de selección de firmas auditoras, según lo previsto en el Artículo 23. Auditoría de la Resolución CREG 107-2017, principalmente en lo relacionado con la información que la UPME debe remitir al CNOGas. Igualmente informa acerca del concepto legal emitido por la Doctora Nora Palomo, asesora del CNOGas, sobre presunto conflicto de intereses en que incurrirían los miembros del Consejo al seleccionar las firmas auditoras y eventualmente participar en los procesos adelantados por la UPME, los cuales serán auditados por una de las firmas seleccionadas por el CNOGas. Promigas y TGI manifiestan que revisado este aspecto por sus áreas jurídicas, no encuentran que las empresas miembros del CNOGas puedan incurrir en impedimentos ni conflictos de intereses, toda vez que la escogencia de la firma auditora es tarea que realizará la UPME y no el CNOGas. El Consejo aprueba realizar reunión presencial o virtual entre nuestra asesora jurídica y los abogados de estas 2 empresas. El resultado de la sesión será informado a todos los miembros del Consejo para definir acciones.

Como complemento a lo anterior y en relación con lo previsto en el Artículo 24. Obligaciones del auditor de la Resolución REG 107-2017 en la cual asignan al CNOGas la tarea de expedir un certificado de entrada en operación de los activos de los procesos convocados por la UPME, se instruye al Secretario

técnico a consultar a la CREG acerca del alcance de esta responsabilidad y las implicaciones que pudiere ocasionar al CNOGas.

- **Código de Buen Gobierno del CNOGas.** El Secretario técnico informa al Consejo aspectos generales de este tema y la dificultad encontrada por nuestra asesora jurídica, Doctora Nora Palomo, para resolver desde una perspectiva legal el tema de los impedimentos que afecten el quorum para decidir. Se continuará revisando este tema.
- **Suscripción otrosí contrato fiduciario Davivienda_Pago moneda extranjera.** El Secretario técnico informa al Consejo aspectos generales sobre el estado del otrosí a suscribir con FiduDavivienda. Una vez remitida la revisión de FiduDavivienda, se compartirá a los miembros del Consejo para instrucciones finales.
- **Concepto a MM&E_Medición en surtidores GNCV.** El Secretario técnico informa al Consejo aspectos generales sobre el avance en la estructuración de la respuesta a la consulta del Ministerio de Minas y Energía sobre medición en surtidores de GNCV. En el análisis de este tema han participado como invitados las empresas Terpel, Gases de Occidente, Efigas, EPM y Surtigas.
- **Avance procesos Aseguramiento Metrológico equipos DPHC.** El Secretario técnico informa al Consejo aspectos generales sobre el estado del contrato suscrito con el CDT del Gas para atender el proceso de aseguramiento metrológico de los equipos de medición de DPHC.

7. PROPOSICIONES Y VARIOS

No se presentaron temas en Proposiciones y varios.

Siendo las 01:30 p.m. se da por terminada la reunión.

FERNANDO VARGAS
Presidente del CNOGas

FREDI E. LÓPEZ SIERRA
Secretario Técnico

2. PRESENTACIÓN GESTOR DEL MERCADO

3. PRESENTACIÓN XM



una empresa ISA



CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS

INFORME DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

12 de Diciembre 2017

Evolución de variables del SIN

Panorama Energético

Mantenimientos de Generación

Mantenimientos de Transmisión

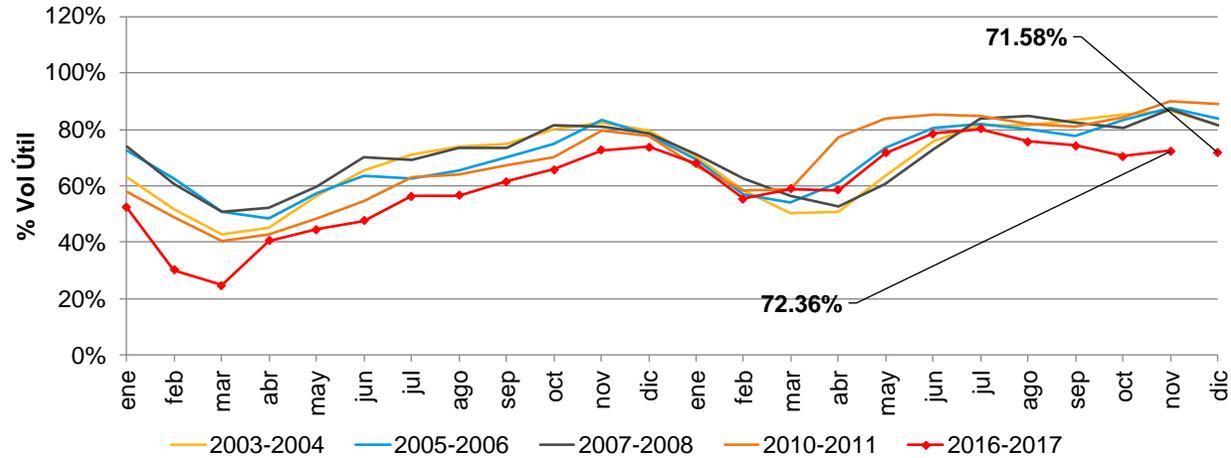


Evolución de variables del SIN

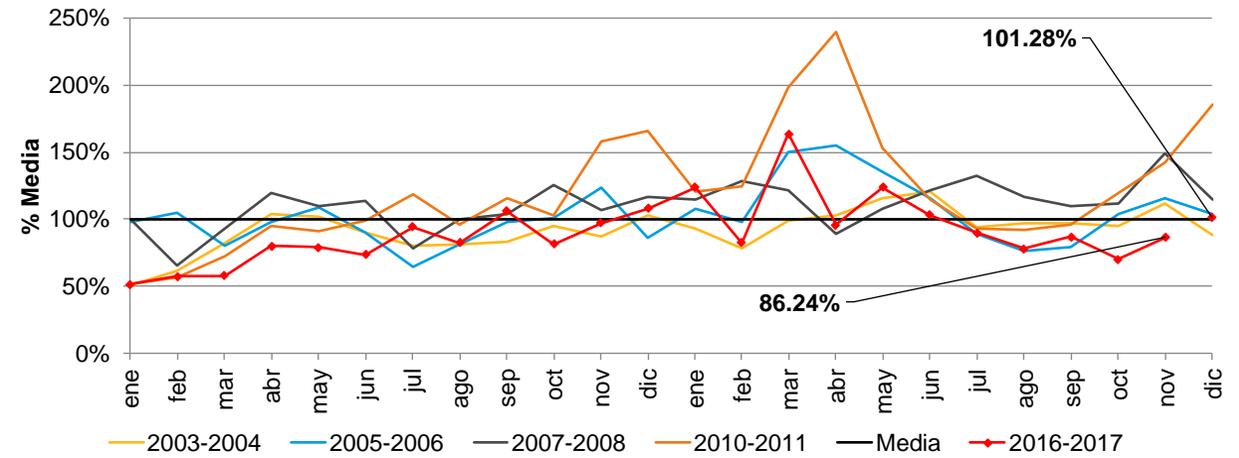
Hidrología del SIN



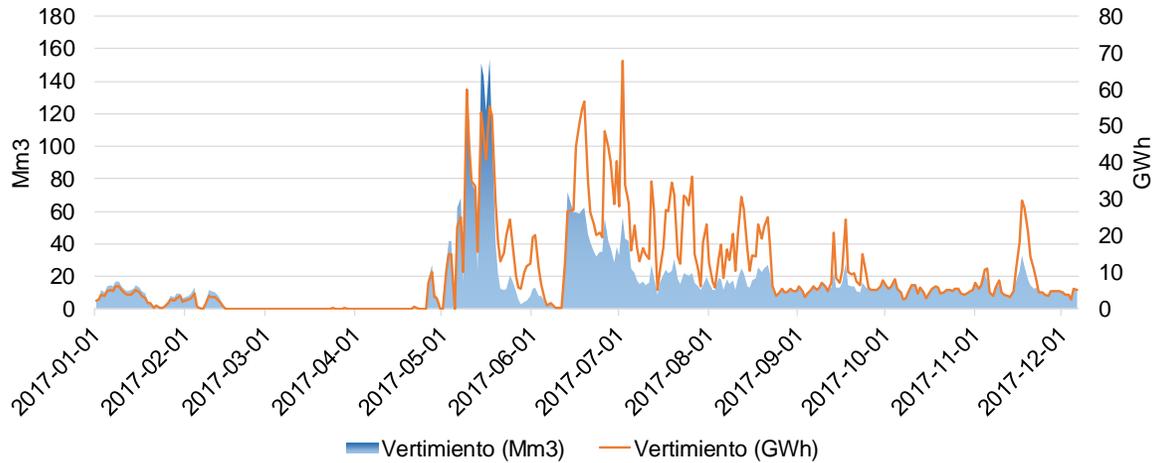
Reservas hídricas



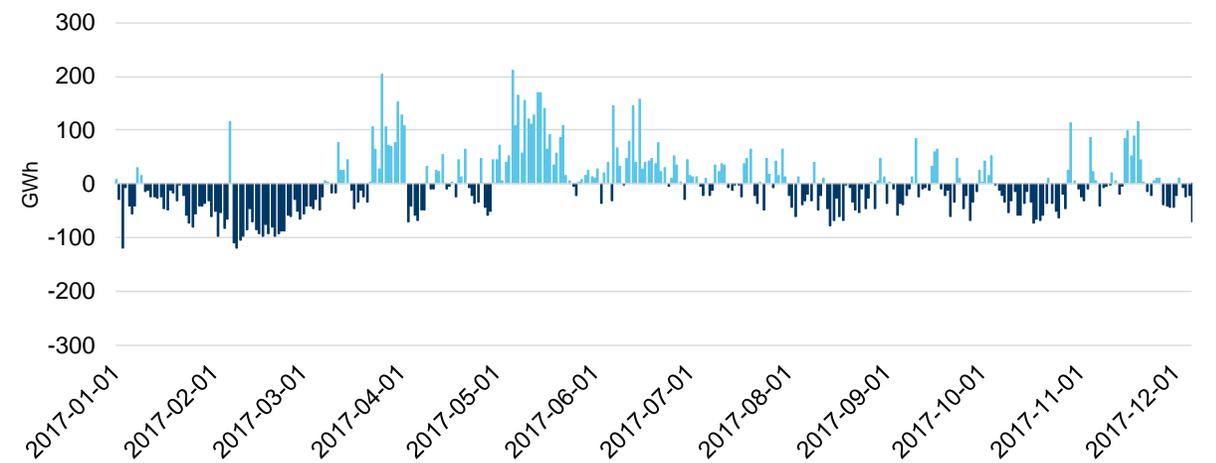
Aportes hídricos



Vertimientos



Tasa de embalsamiento



Hidrología por regiones

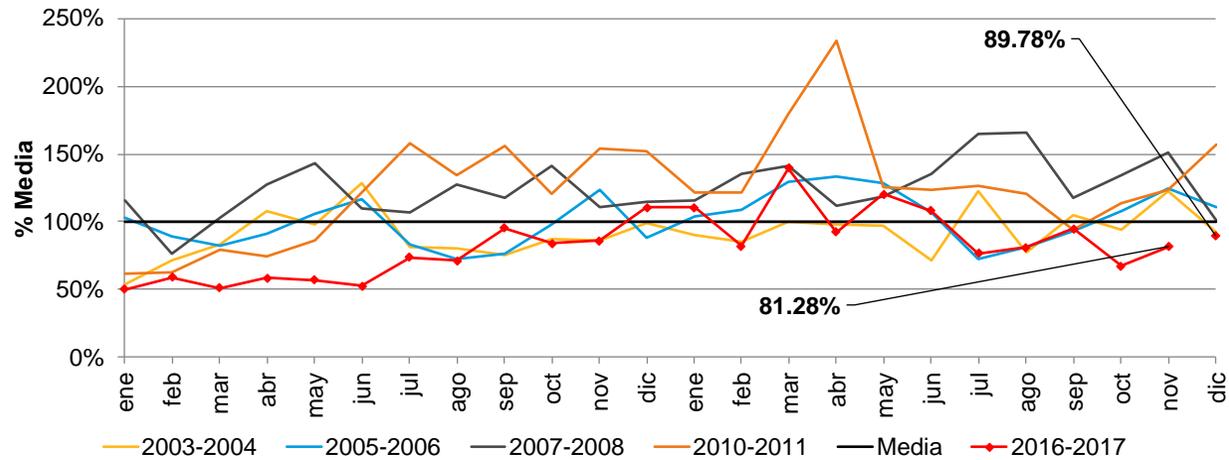


Fecha	Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Volumen útil diario (%)	Tasa de embalsamiento promedio móvil últimos 30 días (GWh-día)	Vertimiento acumulado últimos 30 días (GWh)	Media histórica de aportes (GWh-día)	Promedio diario acumulado de aportes (GWh-día)	Promedio diario acumulado de aportes (%)	Diferencia del promedio diario acumulado respecto a la media histórica (%)
2017-12-06	Colombia	17,179.99	12,296.67	71.6%	4.17	237.14	153.14	155.10	101.3%	1.3%
2017-12-06	Antioquia	6,251.05	5,301.16	84.8%	-1.17	225.76	75.83	68.08	89.8%	-10.2%
2017-12-06	Centro	6,109.44	3,240.47	53.0%	9.16	0.00	35.18	41.68	118.5%	18.5%
2017-12-06	Oriente	4,225.85	3,292.82	77.9%	-7.23	0.00	15.30	12.53	81.9%	-18.1%
2017-12-06	Valle	440.65	321.59	73.0%	2.55	11.38	11.89	16.17	136.0%	36.0%
2017-12-06	Caribe	153.01	140.63	91.9%	0.86	0.00	3.09	4.61	149.2%	49.2%

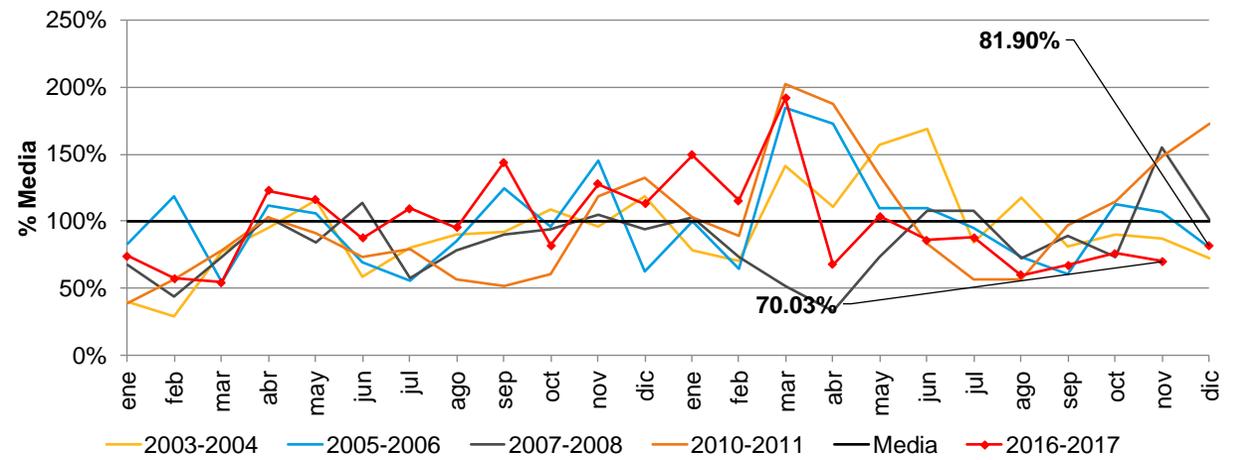
Aportes por regiones



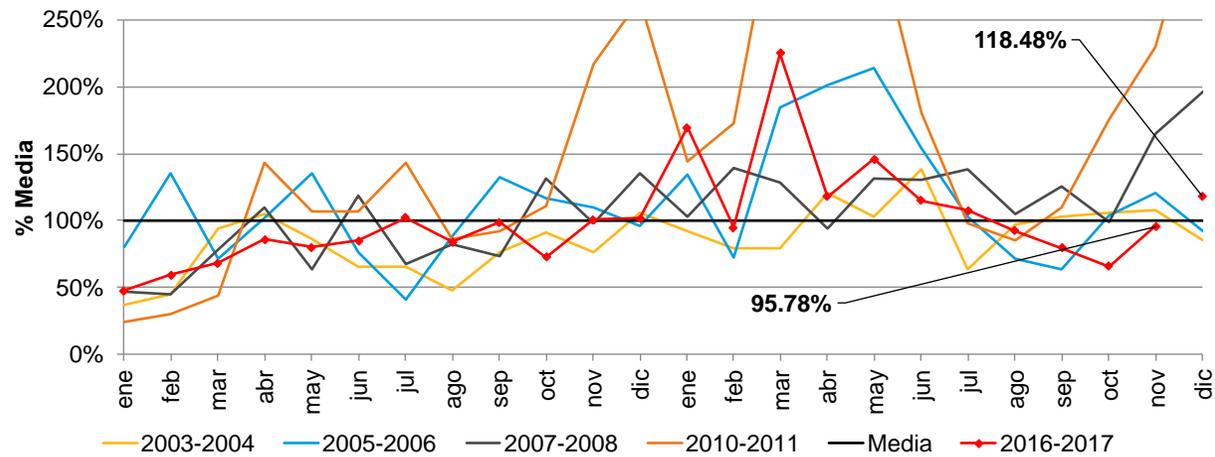
Antioquia



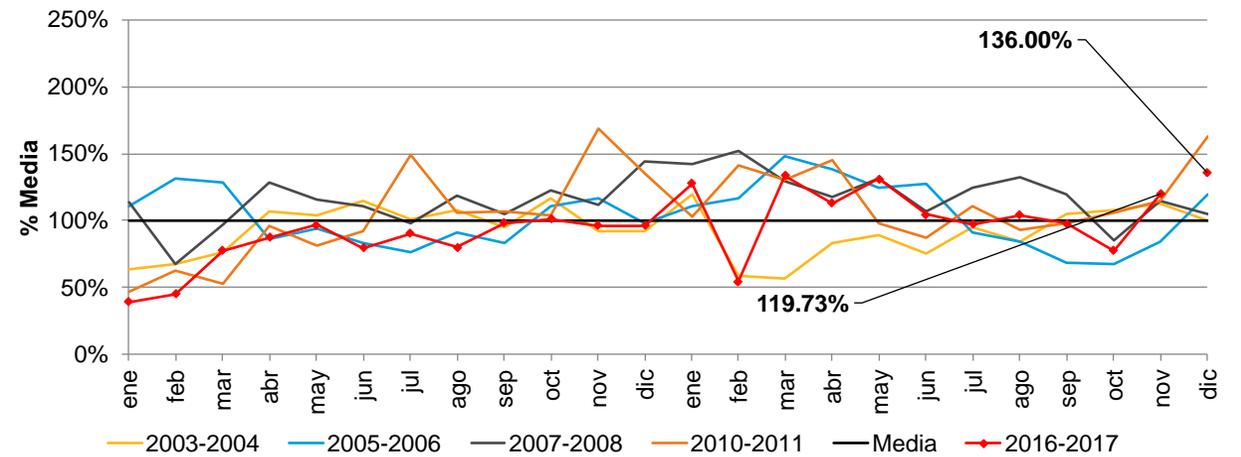
Oriente



Centro



Valle



Aportes hídricos

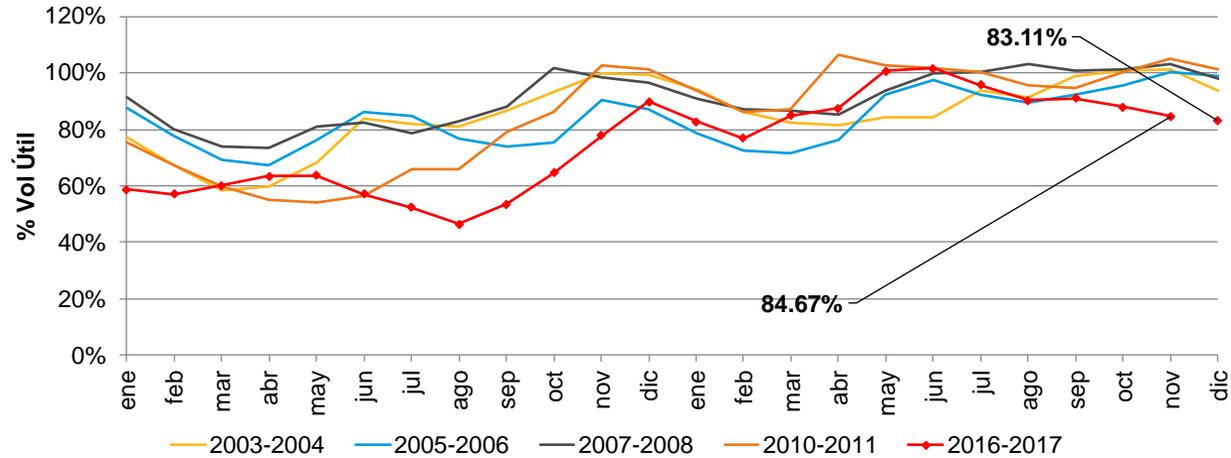


Fecha	Estacion de medida	Región hidrológica	Media histórica (GWh-día)	Promedio diario acumulado (GWh-día)	Promedio diario acumulado (%)	Diferencia del promedio diario acumulado respecto a la media histórica (%)
2017-12-6	Agregado SIN	Colombia	153.14	155.10	101.3%	1.3%
2017-12-6	Nare	Antioquia	18.33	11.02	60.1%	-39.9%
2017-12-6	Sogamoso	Centro	12.62	10.78	85.4%	-14.6%
2017-12-6	Otros Rios (Estimados)	Rios Estimados	11.85	12.03	101.5%	1.5%
2017-12-6	Grande	Antioquia	11.16	11.93	106.9%	6.9%
2017-12-6	Porce II	Antioquia	9.77	9.20	94.2%	-5.8%
2017-12-6	Bogotá N.R.	Centro	9.61	15.60	162.3%	62.3%
2017-12-6	Guavio	Oriente	7.47	5.73	76.7%	-23.3%
2017-12-6	El Quimbo	Centro	7.20	9.53	132.4%	32.4%
2017-12-6	A. San Lorenzo	Antioquia	7.10	7.08	99.7%	-0.3%
2017-12-6	Bata	Oriente	5.67	4.62	81.5%	-18.5%
2017-12-6	Alto Anchicayá	Valle	5.50	7.54	137.1%	37.1%
2017-12-6	Guatapé	Antioquia	5.39	9.65	179.0%	79.0%
2017-12-6	Miel I	Antioquia	5.26	3.66	69.6%	-30.4%
2017-12-6	Guadalupe	Antioquia	5.10	4.73	92.7%	-7.3%
2017-12-6	Cauca Salvajina	Valle	5.01	6.85	136.7%	36.7%
2017-12-6	San Carlos	Antioquia	3.56	3.76	105.6%	5.6%
2017-12-6	Sinú Urrá	Caribe	3.09	4.61	149.2%	49.2%
2017-12-6	Betania CP	Centro	2.90	3.01	103.8%	3.8%
2017-12-6	Desv. EEPPM (NEC,PAJ,DO)	Antioquia	2.85	2.38	83.5%	-16.5%
2017-12-6	Desv. Guarino	Antioquia	2.07	0.85	41.1%	-58.9%
2017-12-6	Amoyá	Centro	2.03	1.63	80.3%	-19.7%
2017-12-6	Chuzá	Oriente	1.92	2.18	113.5%	13.5%
2017-12-6	Concepción	Antioquia	1.87	1.28	68.4%	-31.6%
2017-12-6	Porce III	Antioquia	1.69	1.50	88.8%	-11.2%
2017-12-6	Tenche	Antioquia	1.01	0.71	70.3%	-29.7%
2017-12-6	Prado	Centro	0.82	1.13	137.8%	37.8%
2017-12-6	Calima	Valle	0.72	0.90	125.0%	25.0%
2017-12-6	Desv. Manso	Antioquia	0.67	0.33	49.3%	-50.7%
2017-12-6	Digua	Valle	0.48	0.63	131.3%	31.3%
2017-12-6	Blanco	Oriente	0.24	0.00	0.0%	-100.0%
2017-12-6	Florida II	Valle	0.18	0.25	138.9%	38.9%

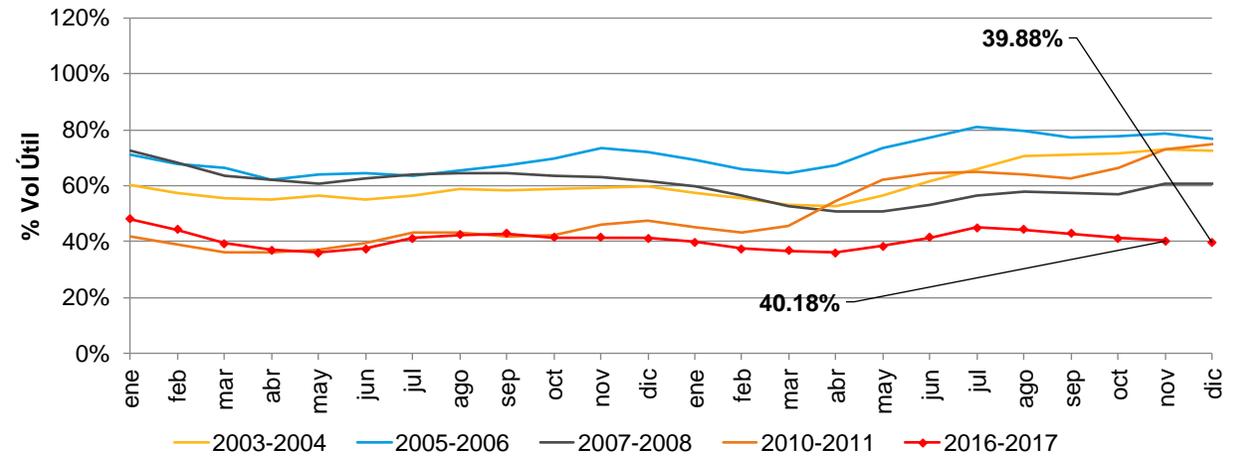
Evolución de principales embalses



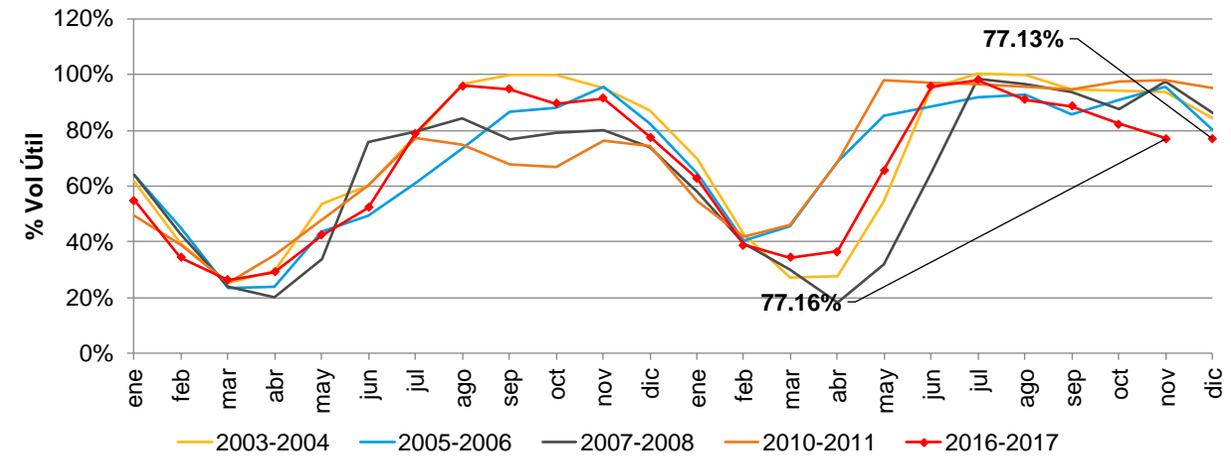
Peñol



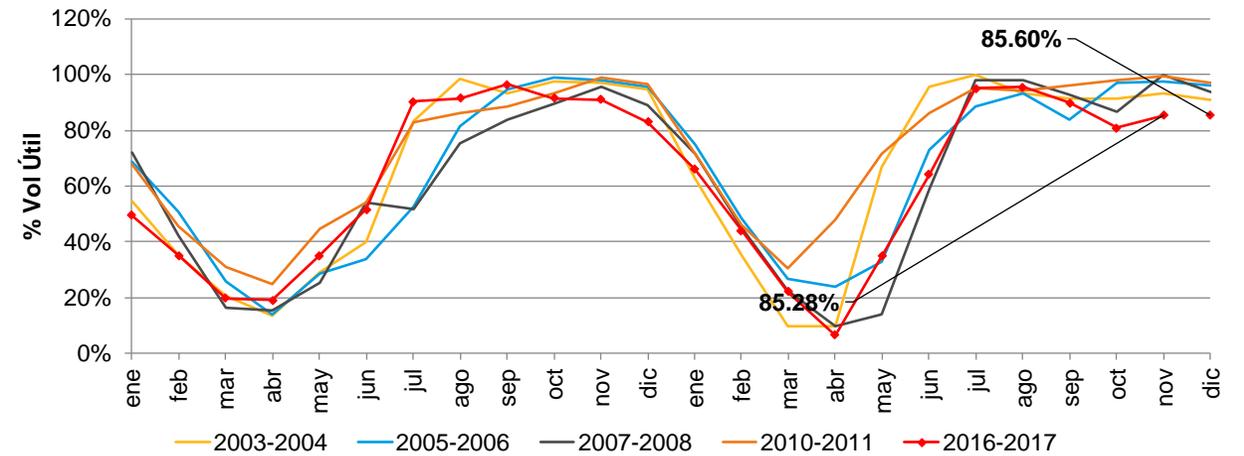
Agregado Bogotá



Guavio



Esmeralda - Chivor

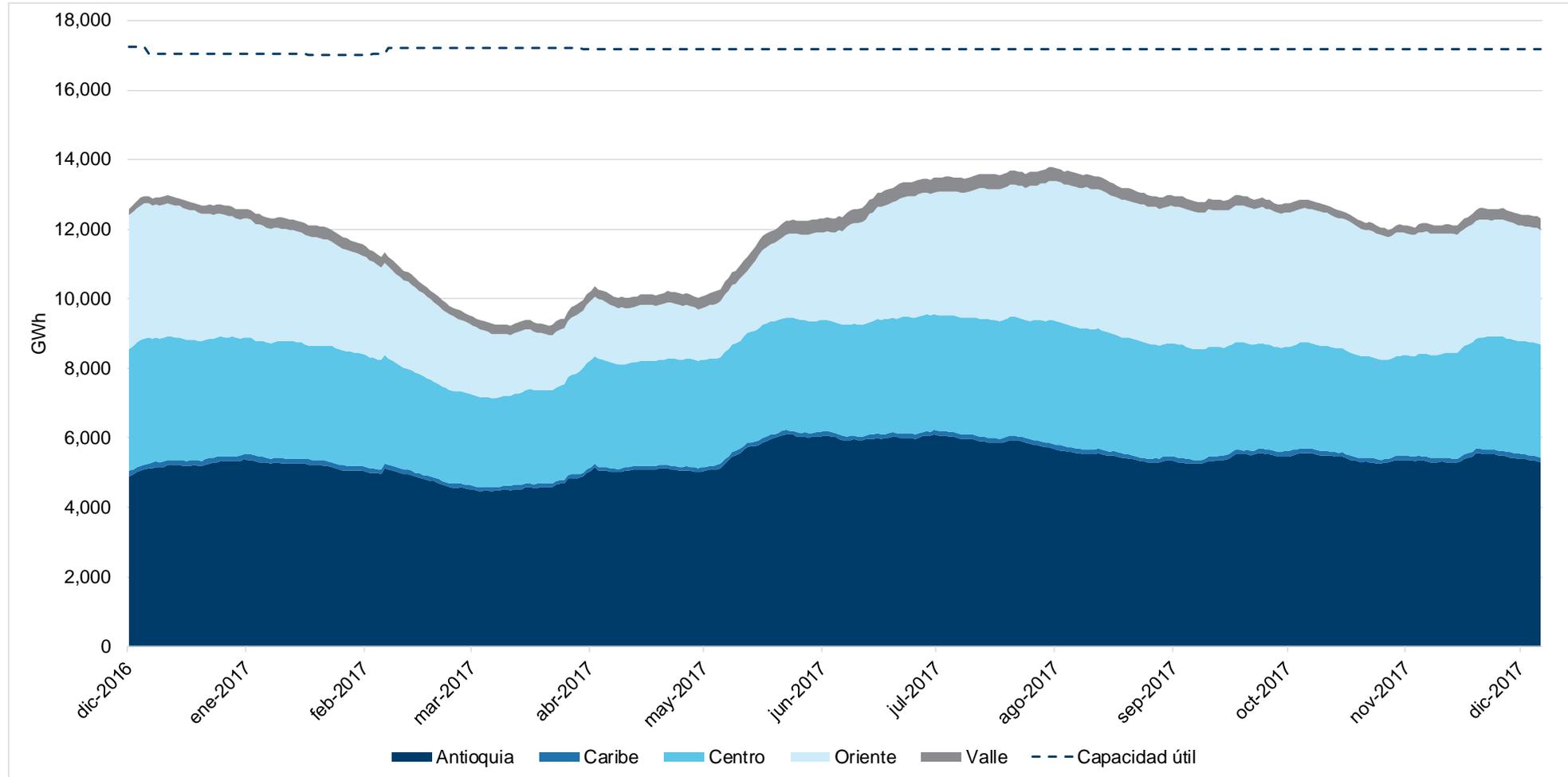


Estado de los embalses



Fecha	Embalse	Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Tasa de embalsamiento promedio móvil últimos 30 días (GWh-día)	Vertimiento acumulado últimos 30 días (GWh)	Volumen útil diario (%)
2017-12-06	Agregado SIN	Colombia	17,179.99	12,296.67	4.17	237.14	71.6%
2017-12-06	Peñol	Antioquia	4,242.90	3,526.09	-6.60	0.00	83.1%
2017-12-06	Agregado Bogotá	Centro	3,775.53	1,505.71	-1.41	0.00	39.9%
2017-12-06	Guavio	Oriente	2,095.06	1,615.96	-3.25	0.00	77.1%
2017-12-06	Esmeralda	Oriente	1,126.59	964.37	1.51	0.00	85.6%
2017-12-06	El Quimbo	Centro	1,095.63	596.80	1.19	0.00	54.5%
2017-12-06	Chuza	Oriente	1,004.20	712.49	-5.48	0.00	71.0%
2017-12-06	Topocoro	Centro	998.89	945.92	8.14	0.00	94.7%
2017-12-06	Riogrande II	Antioquia	541.50	530.73	4.69	0.23	98.0%
2017-12-06	San Lorenzo	Antioquia	426.58	386.65	0.88	42.54	90.6%
2017-12-06	Miraflores	Antioquia	308.57	284.74	0.45	0.00	92.3%
2017-12-06	Amani	Antioquia	243.02	219.58	0.38	0.00	90.4%
2017-12-06	Calima	Valle	216.19	192.00	0.34	0.00	88.8%
2017-12-06	Salvajina	Valle	190.60	119.27	2.51	0.00	62.6%
2017-12-06	Urrá	Caribe	153.01	140.63	0.86	0.00	91.9%
2017-12-06	Porce II	Antioquia	133.54	104.20	1.08	0.08	78.0%
2017-12-06	Betania	Centro	124.96	95.93	0.33	0.00	76.8%
2017-12-06	Porce III	Antioquia	115.68	69.46	-0.72	0.00	60.0%
2017-12-06	Playas	Antioquia	95.90	109.68	0.09	138.17	114.4%
2017-12-06	Punchiná	Antioquia	73.39	52.72	-0.42	44.49	71.8%
2017-12-06	Troneras	Antioquia	69.97	17.30	-1.00	0.26	24.7%
2017-12-06	Muña	Centro	57.60	54.77	0.04	0.00	95.1%
2017-12-06	Prado	Centro	56.83	41.33	0.87	0.00	72.7%
2017-12-06	Alto Anchicayá	Valle	33.86	10.32	-0.31	11.38	30.5%

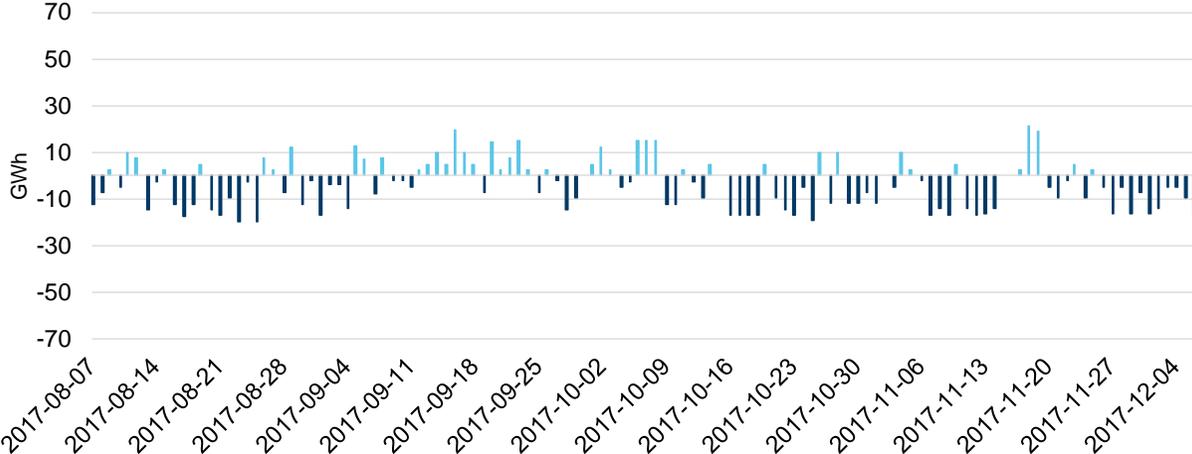
Reservas hídricas por regiones hidrológicas



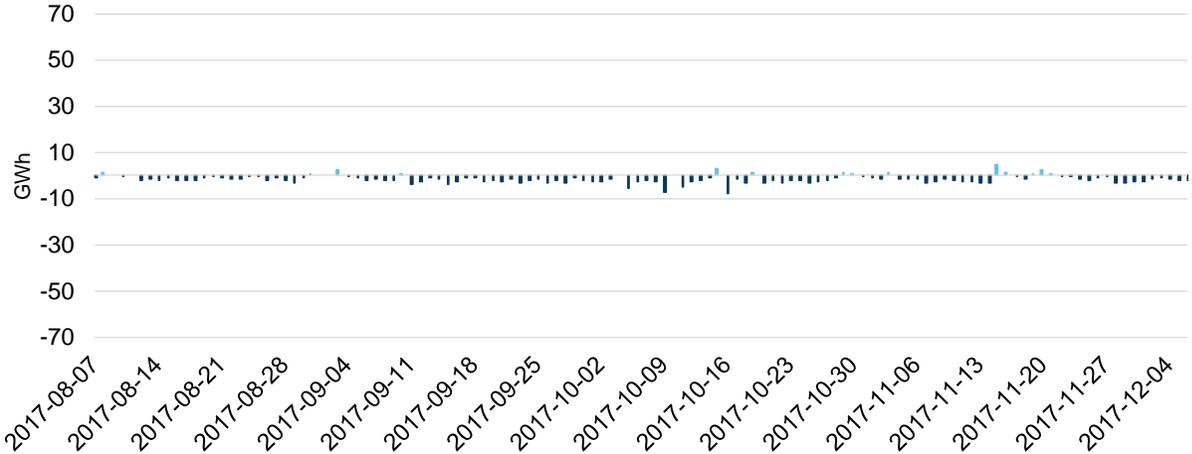
Tasa de embalsamiento de principales embalses



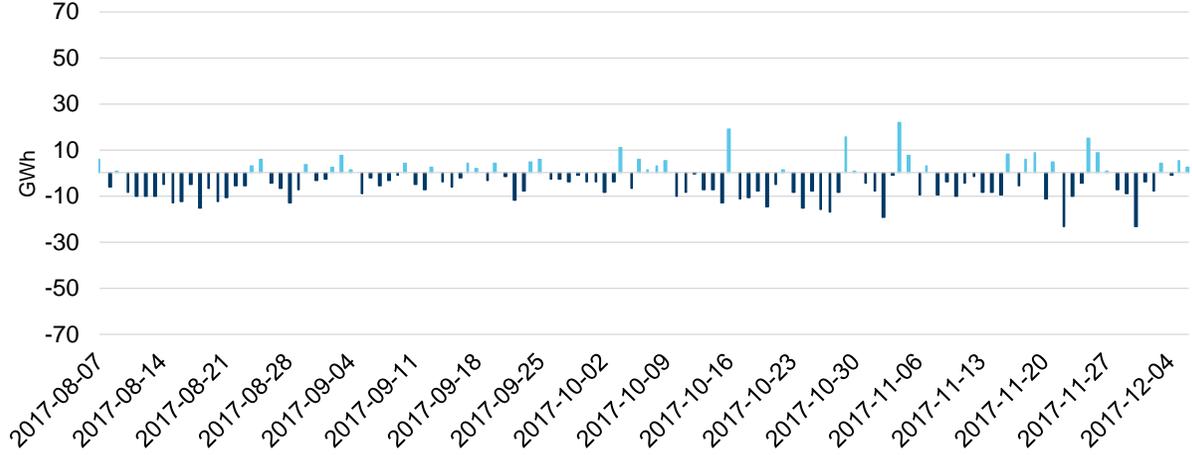
Peñol



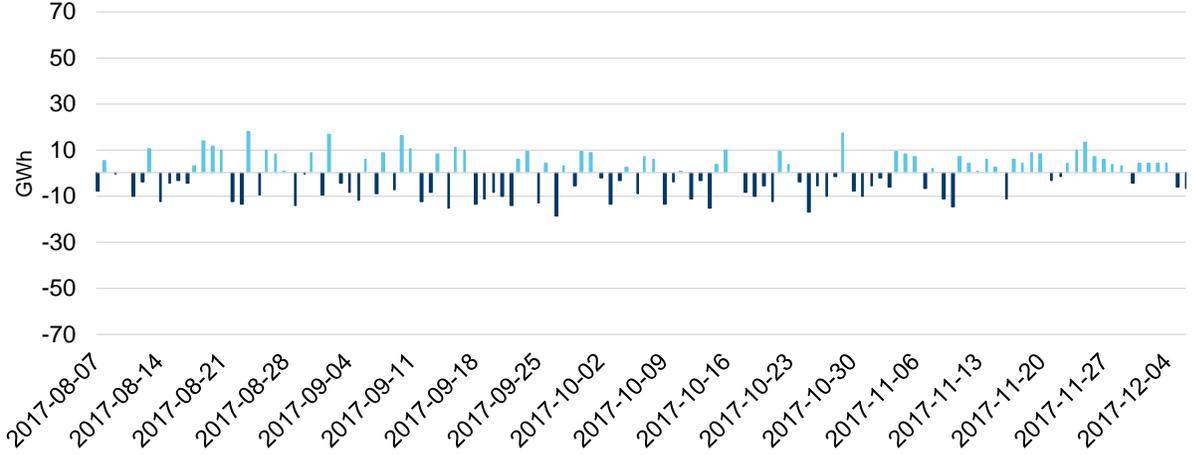
Agregado Bogotá



Guavio



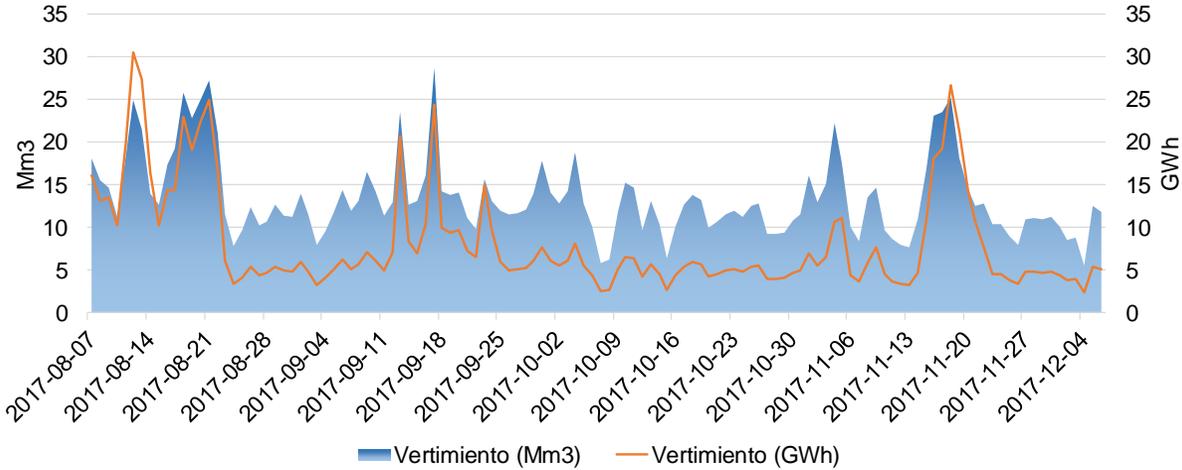
Esmeralda - Chivor



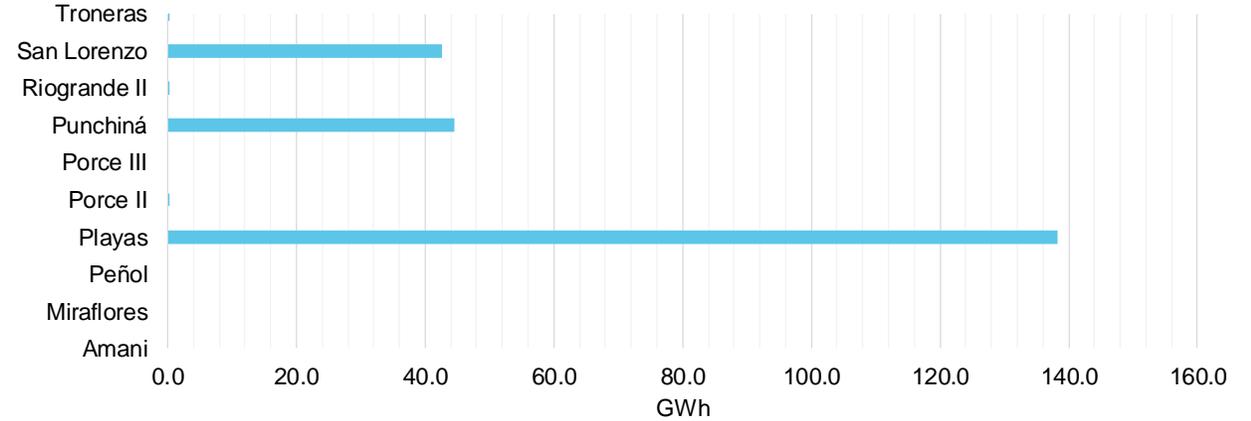
Vertimientos por regiones



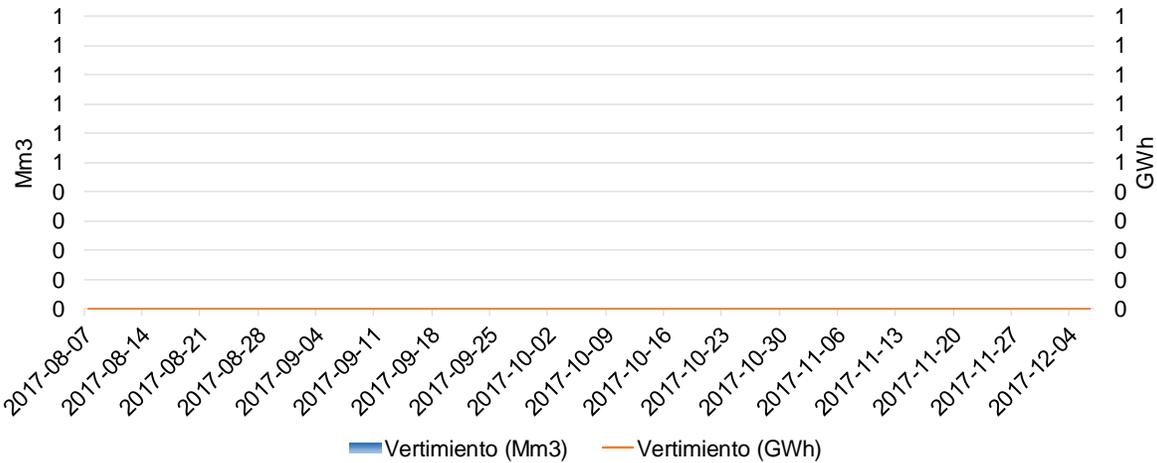
Antioquia



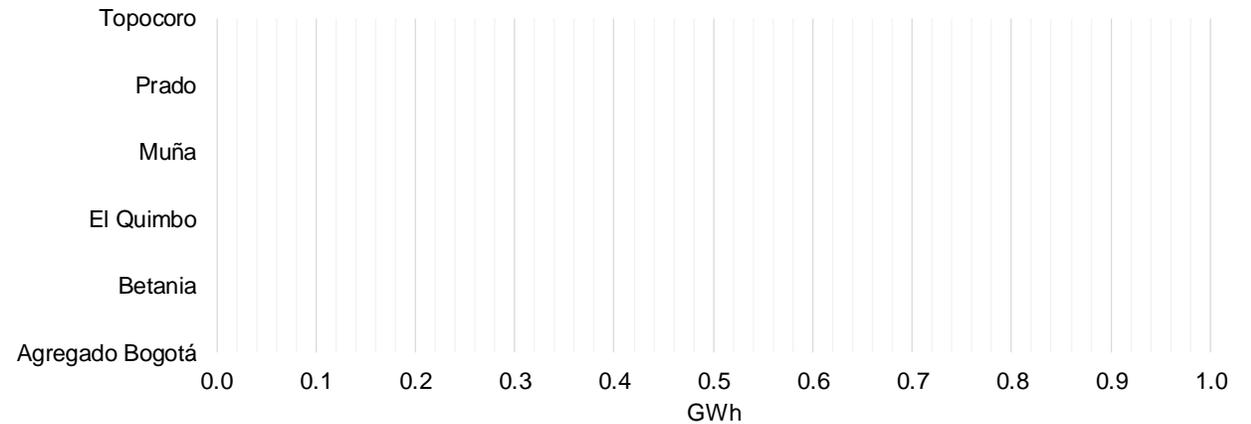
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Antioquia



Centro



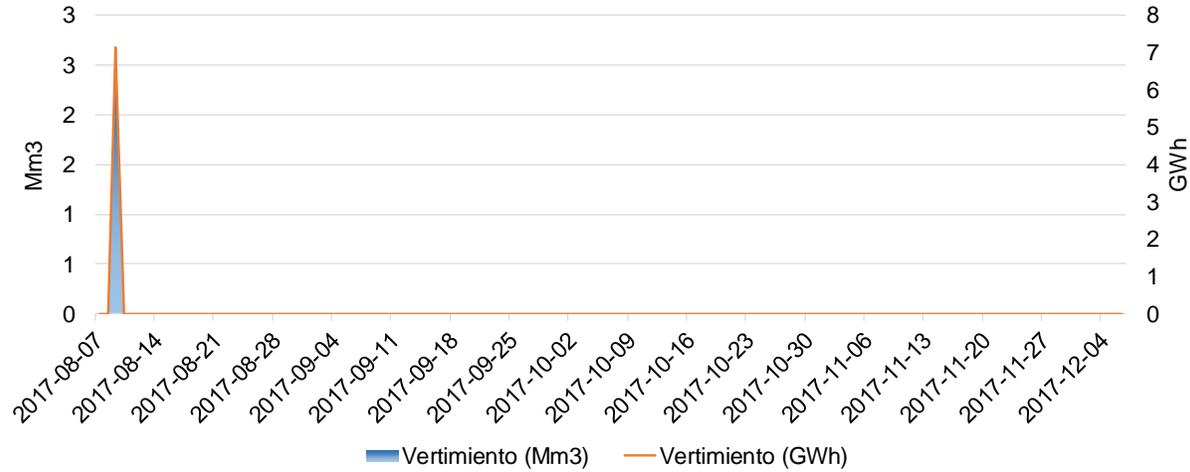
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Centro



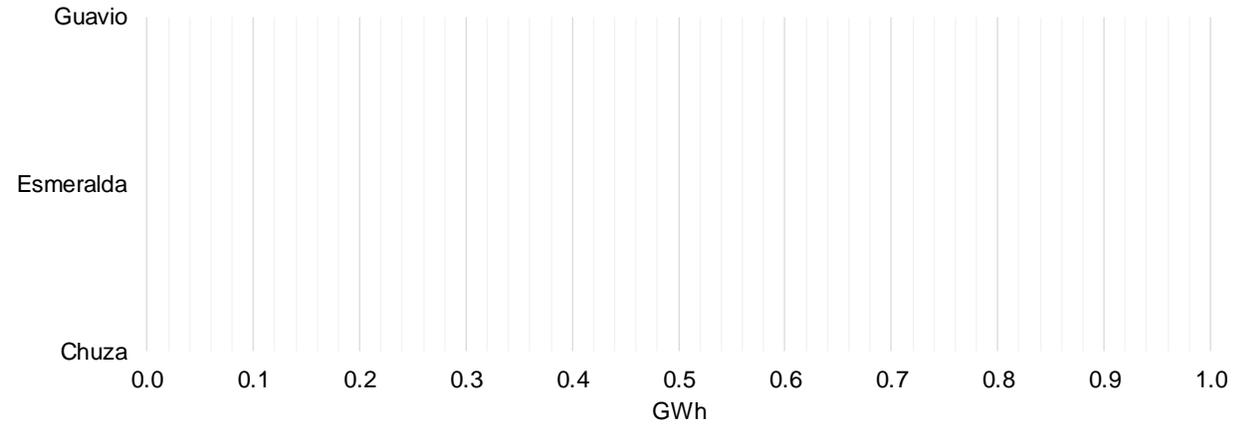
Vertimientos por regiones



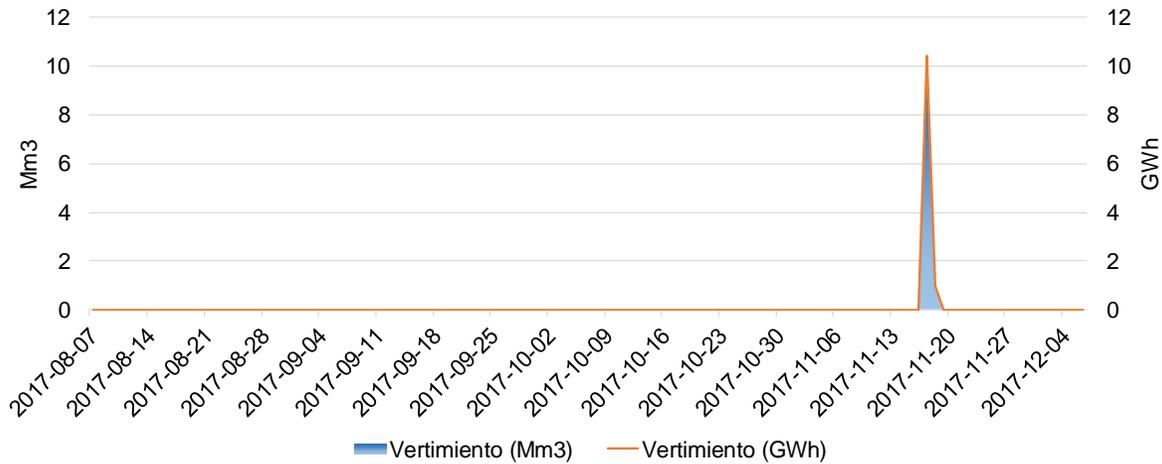
Oriente



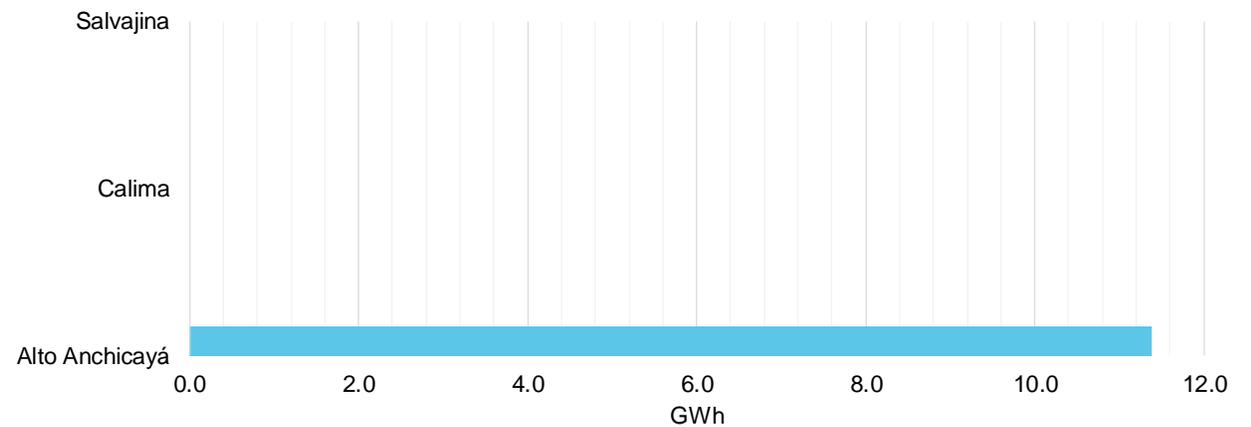
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Oriente



Valle



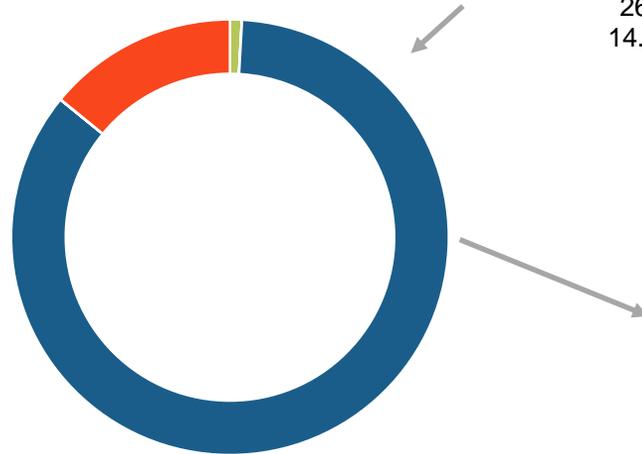
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Valle



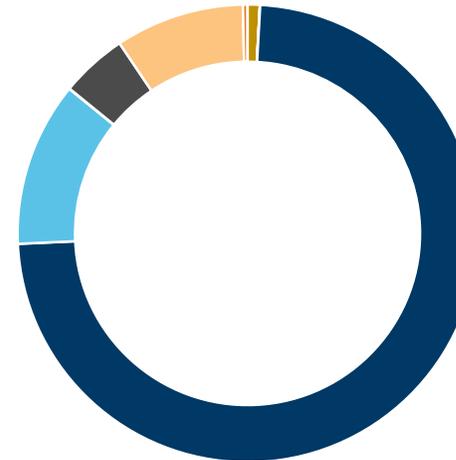
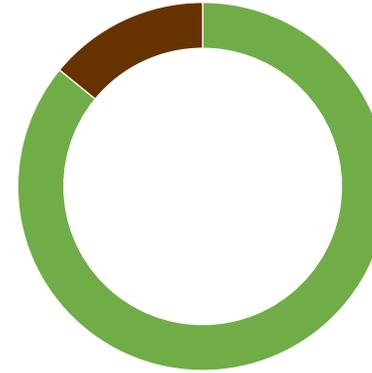
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 186.9 GWh-día

- Biomasa, 1.6, 0.9%
- Eolica, 0.0, 0.0%
- Hidraulica, 158.9, 85.0%
- Solar, 0.0, 0.0%
- Combustible fosil, 26.3, 14.1%



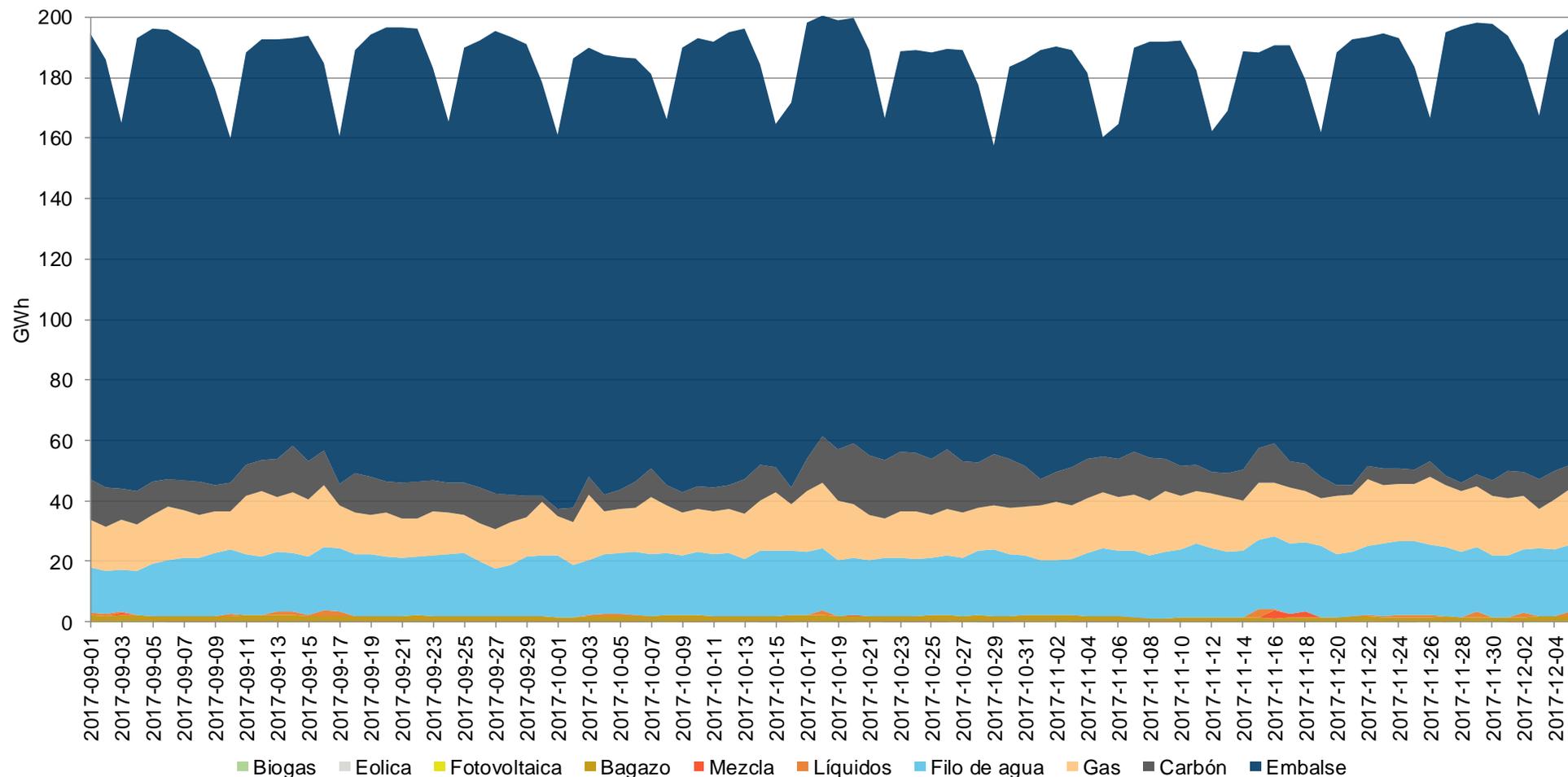
- Renovable 160.6 85.9%
- No renovable 26.3 14.1%



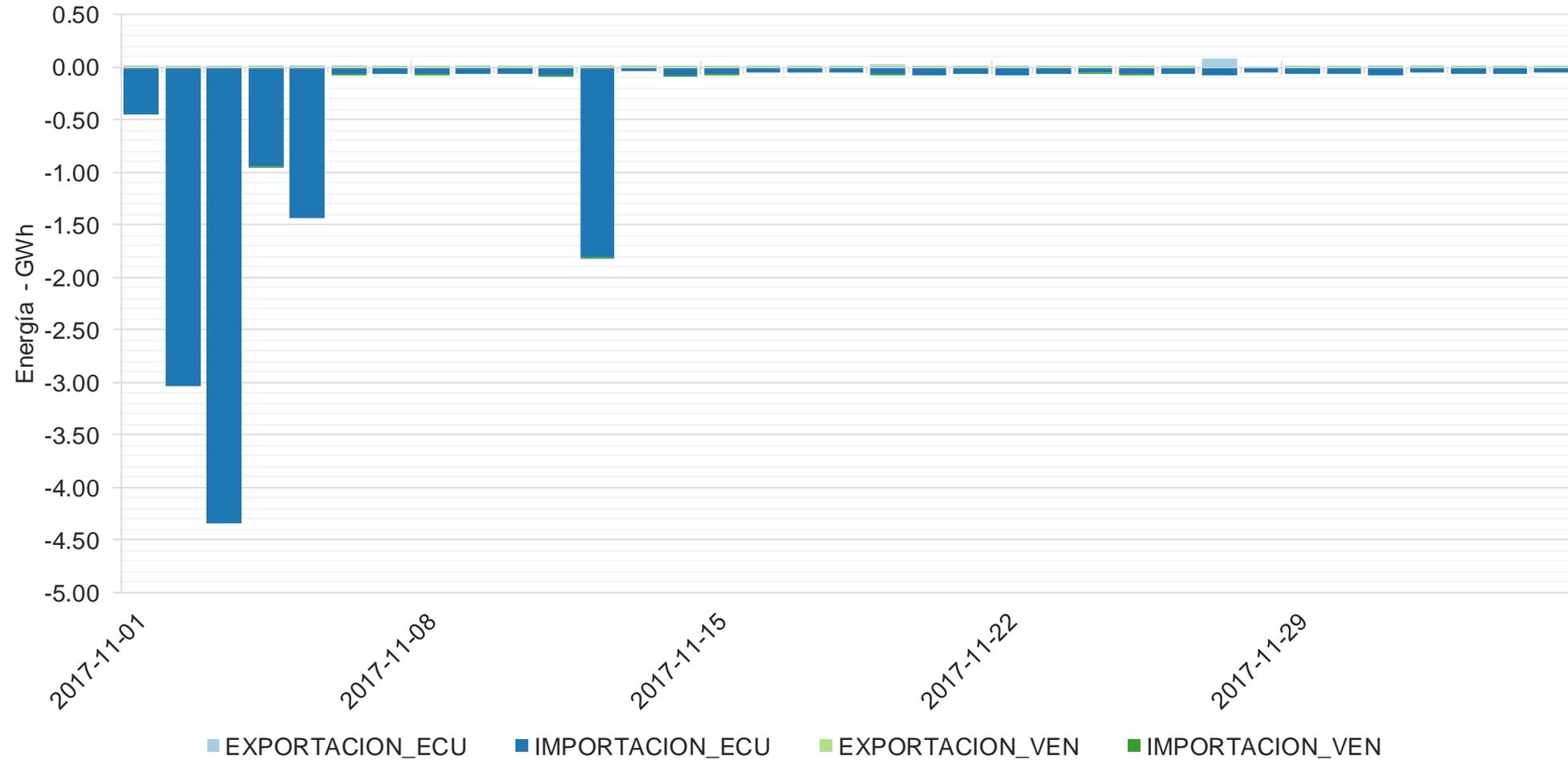
- Bagazo, 1.6, 0.9%
- Biogas, 0.0, 0.0%
- Eolica, 0.0, 0.0%
- Embalse, 137.2, 73.4%
- Filo de agua, 21.7, 11.6%
- Fotovoltaica, 0.0, 0.0%
- Carbón, 8.8, 4.7%
- Gas, 17.0, 9.1%
- Líquidos, 0.6, 0.3%
- Mezcla, 0.0, 0.0%

La generación por combustible se clasifica según el registro correspondiente al combustible principal de la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 5 de diciembre de 2017

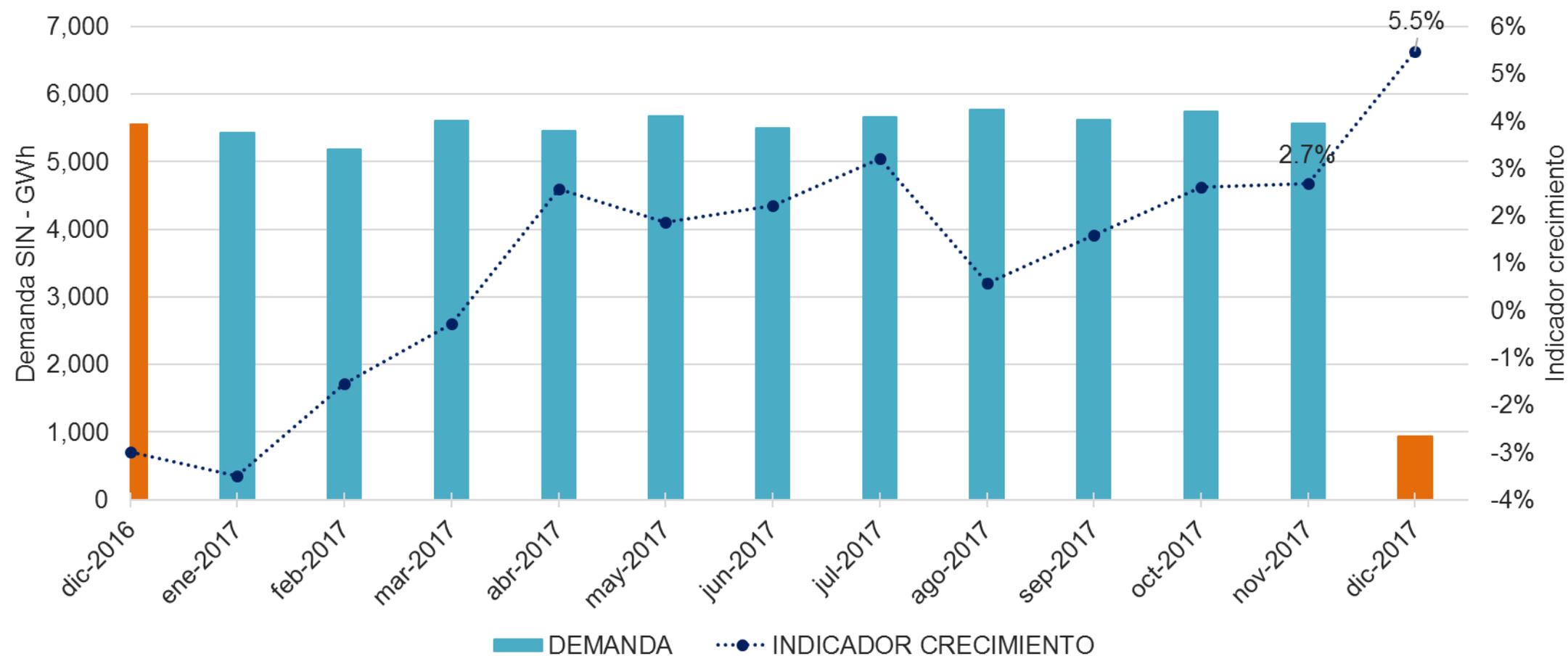
Generación diaria



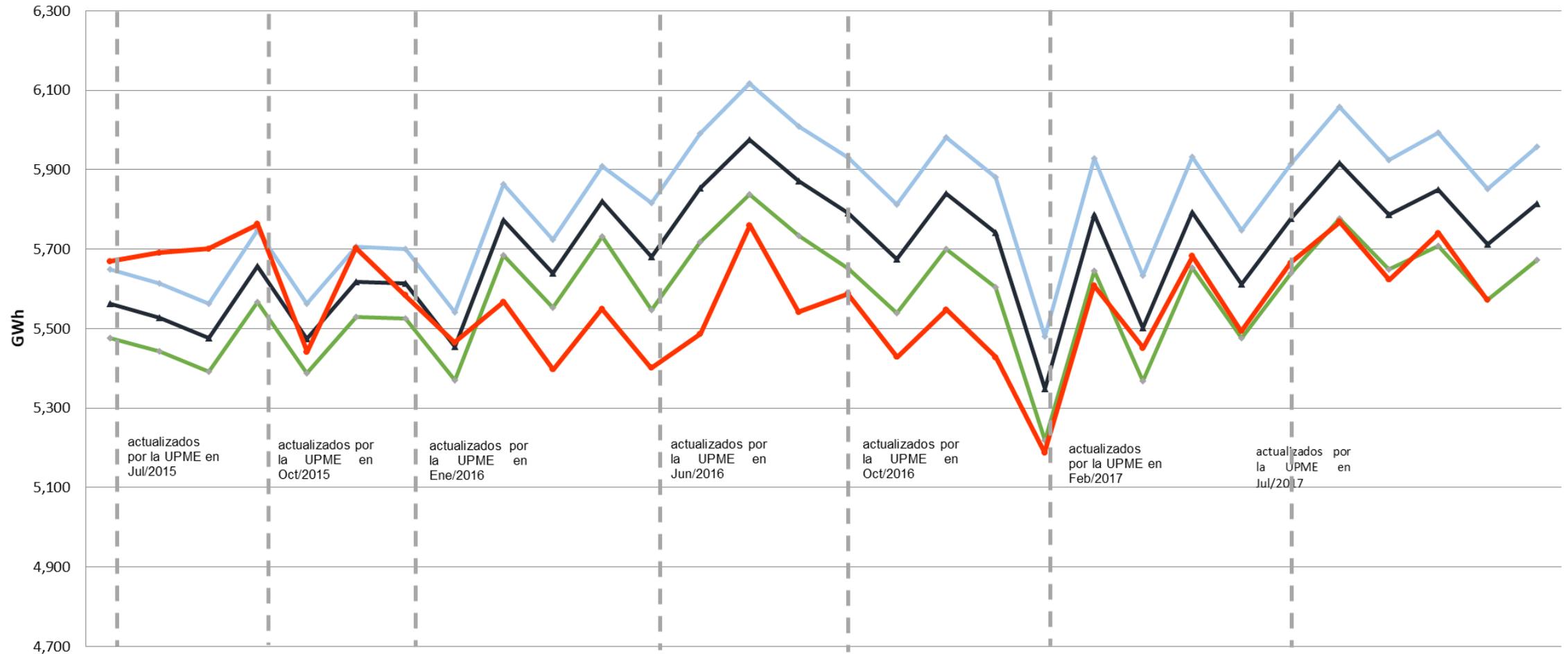
Importaciones y exportaciones de energía



Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



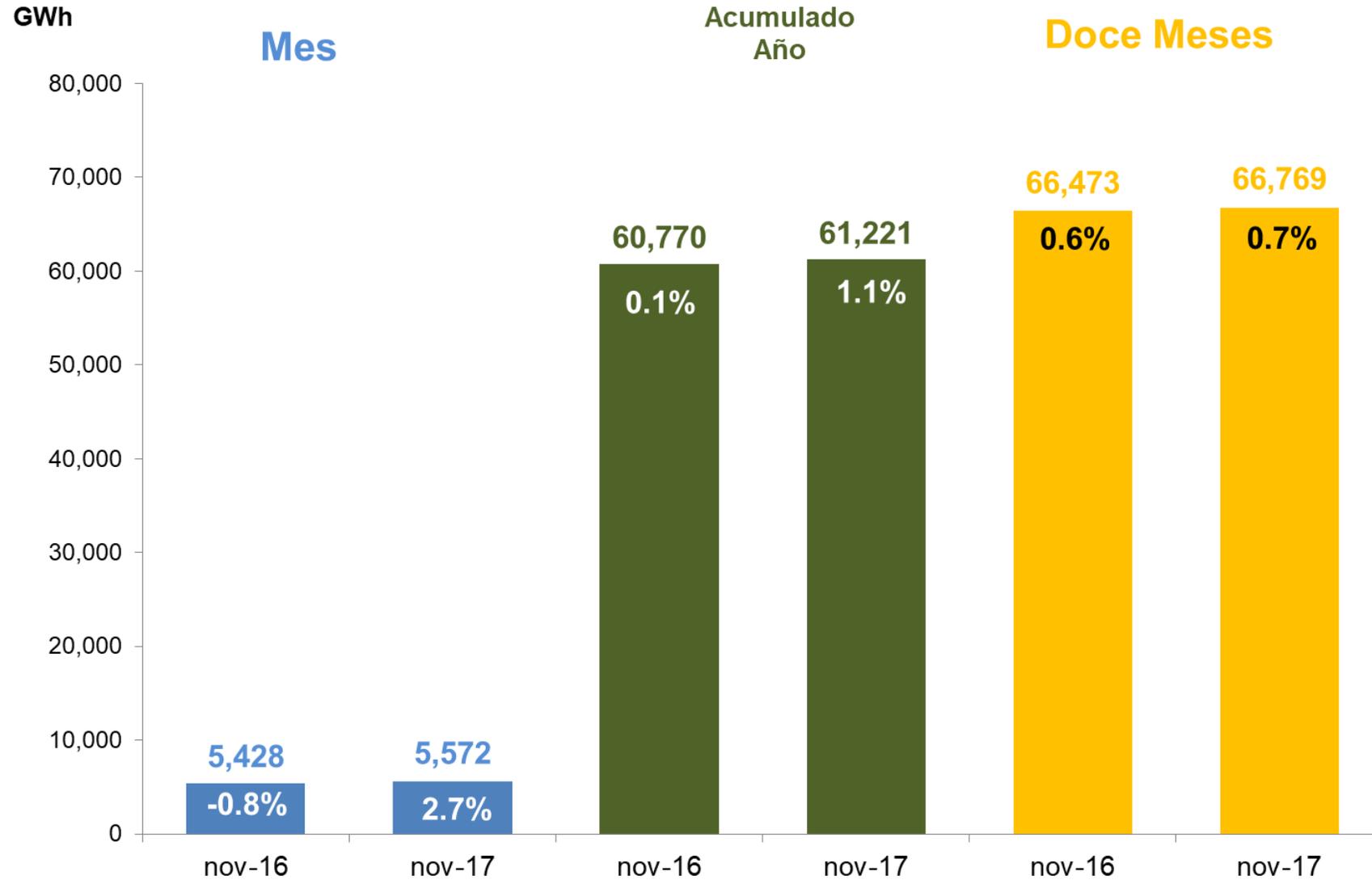
Seguimiento de la demanda de energía del SIN con escenarios UPME Noviembre de 2017



	jul.-15	ago.-15	sep.-15	oct.-15	nov.-15	dic.-15	ene.-16	feb.-16	mar.-16	abr.-16	may.-16	jun.-16	jul.-16	ago.-16	sep.-16	oct.-16	nov.-16	dic.-16	ene.-17	feb.-17	mar.-17	abr.-17	may.-17	jun.-17	jul.-17	ago.-17	sep.-17	oct.-17	nov.-17	dic.-17
Alto	5,648	5,614	5,562	5,747	5,562	5,707	5,701	5,540	5,863	5,725	5,909	5,816	5,991	6,117	6,009	5,930	5,812	5,981	5,882	5,480	5,928	5,634	5,932	5,747	5,915	6,059	5,925	5,993	5,852	5,957
Medio	5,562	5,528	5,477	5,657	5,475	5,618	5,613	5,455	5,773	5,639	5,821	5,680	5,854	5,977	5,871	5,790	5,675	5,840	5,742	5,349	5,786	5,501	5,792	5,611	5,777	5,917	5,786	5,850	5,712	5,815
Bajo	5,477	5,443	5,393	5,568	5,388	5,529	5,526	5,371	5,684	5,553	5,733	5,546	5,718	5,837	5,735	5,652	5,540	5,701	5,604	5,219	5,645	5,369	5,653	5,477	5,640	5,777	5,649	5,708	5,573	5,674
Real	5,669	5,691	5,701	5,763	5,441	5,703	5,584	5,465	5,567	5,397	5,550	5,401	5,487	5,760	5,542	5,587	5,428	5,548	5,428	5,188	5,608	5,451	5,682	5,493	5,665	5,769	5,623	5,740	5,572	



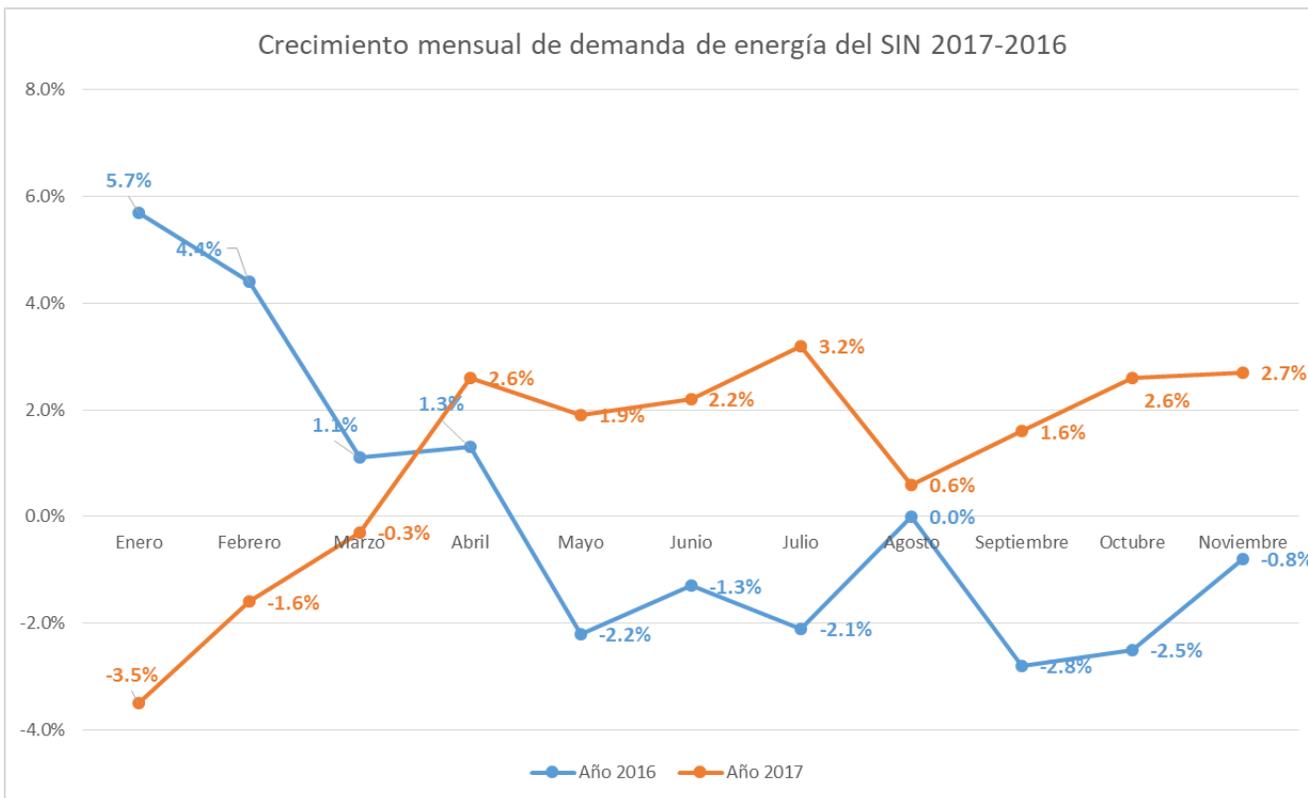
Demanda de energía del SIN Noviembre 2017



Crecimiento de Demanda de Energía del SIN Enero-Noviembre 2017 Vs Enero-Noviembre 2016



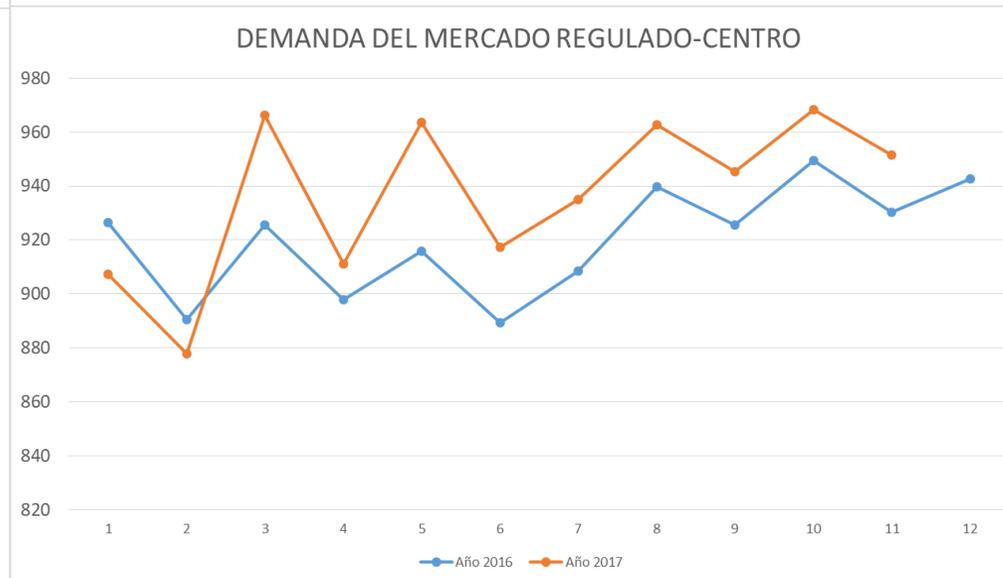
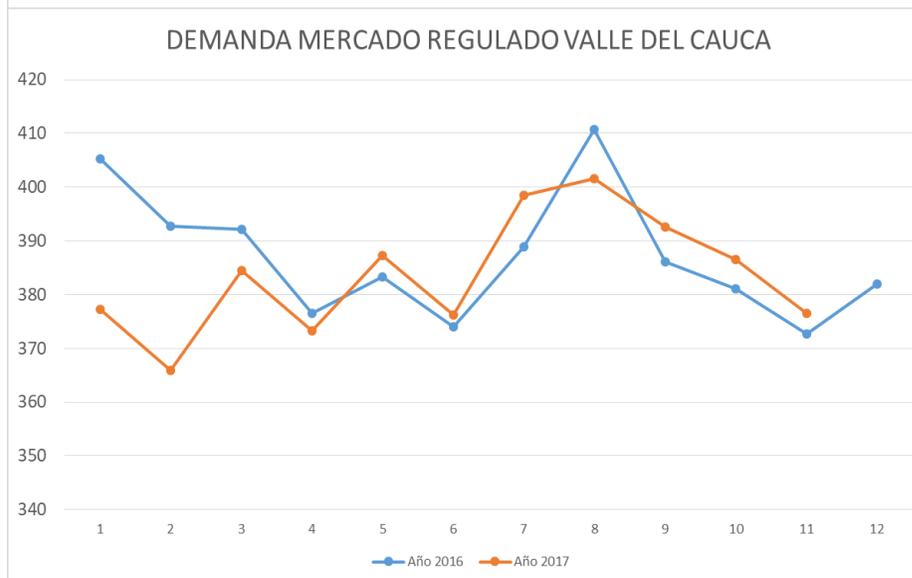
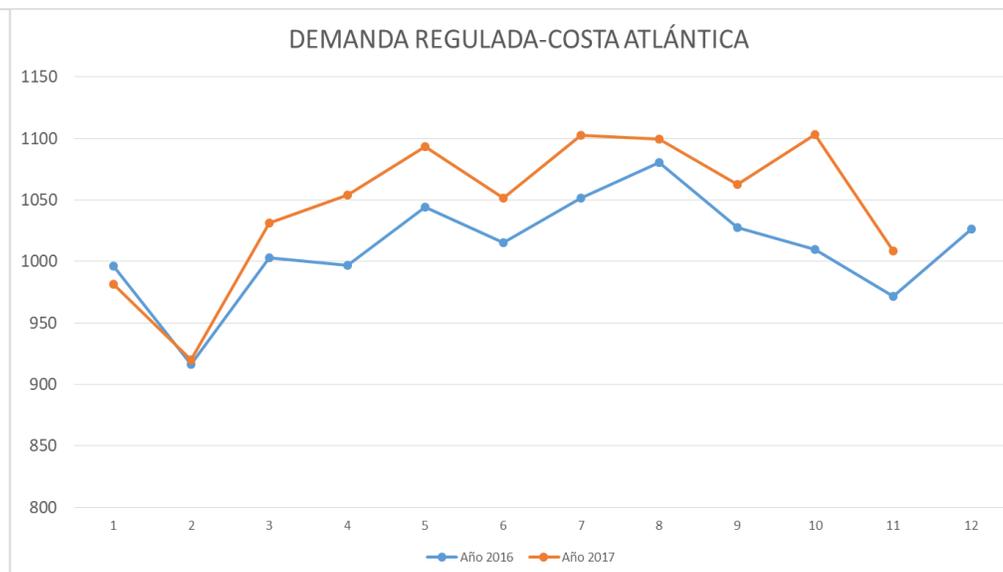
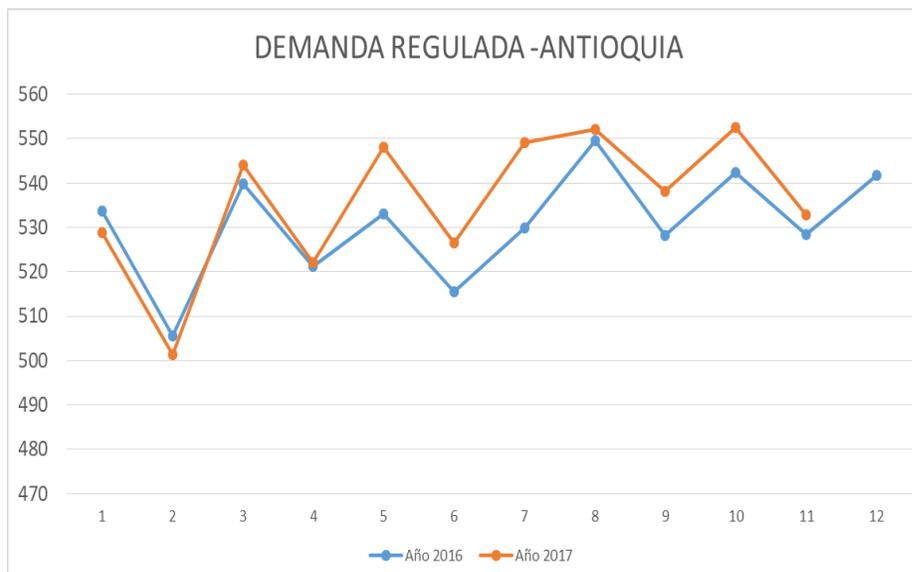
Crecimiento mensual de demanda de energía del SIN 2017-2016



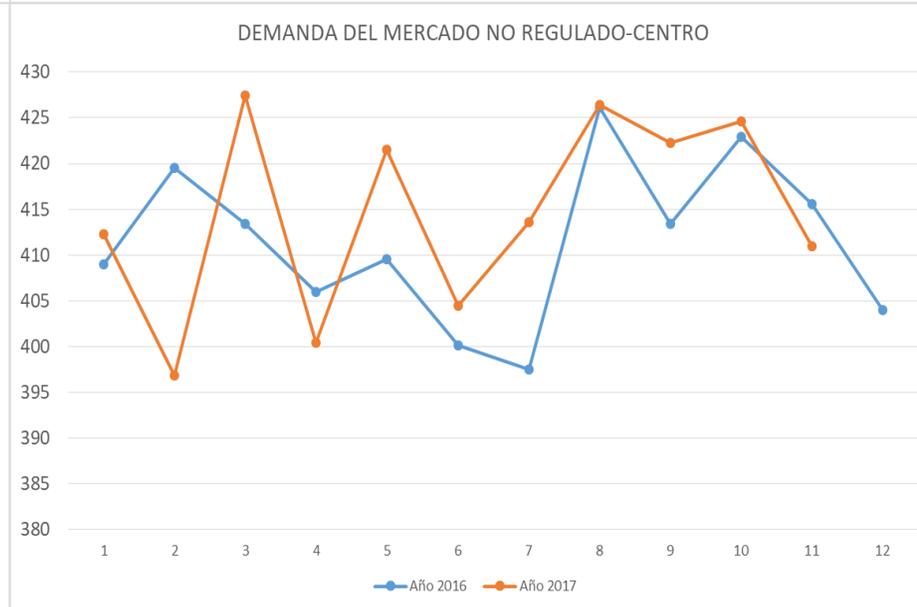
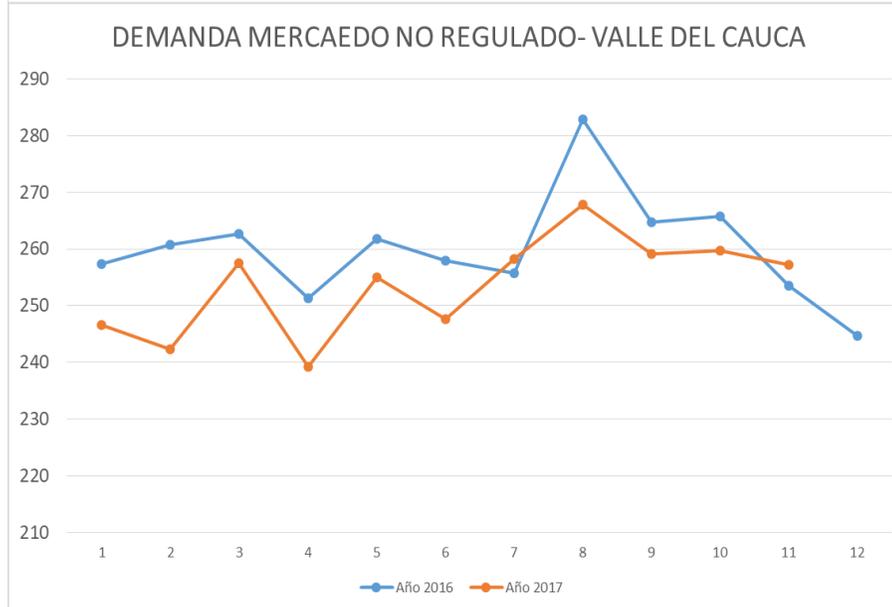
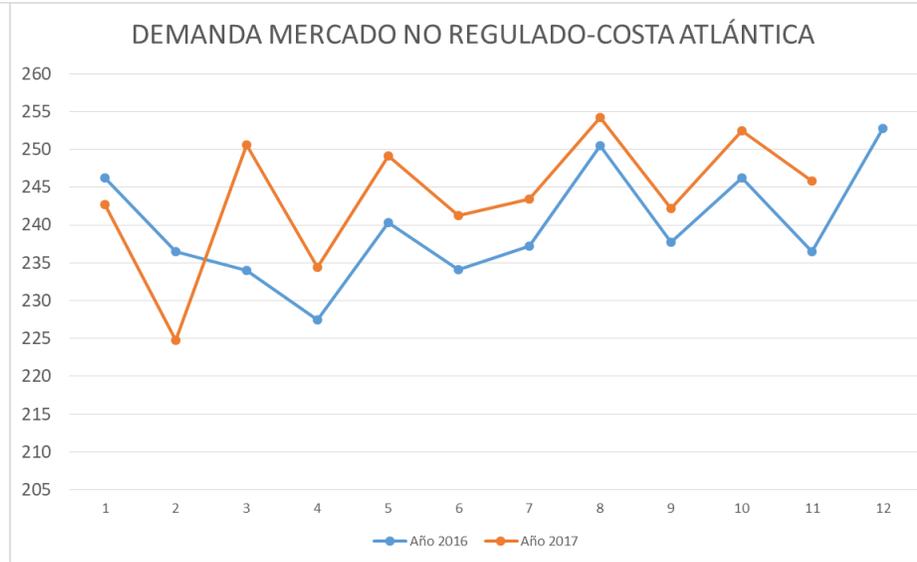
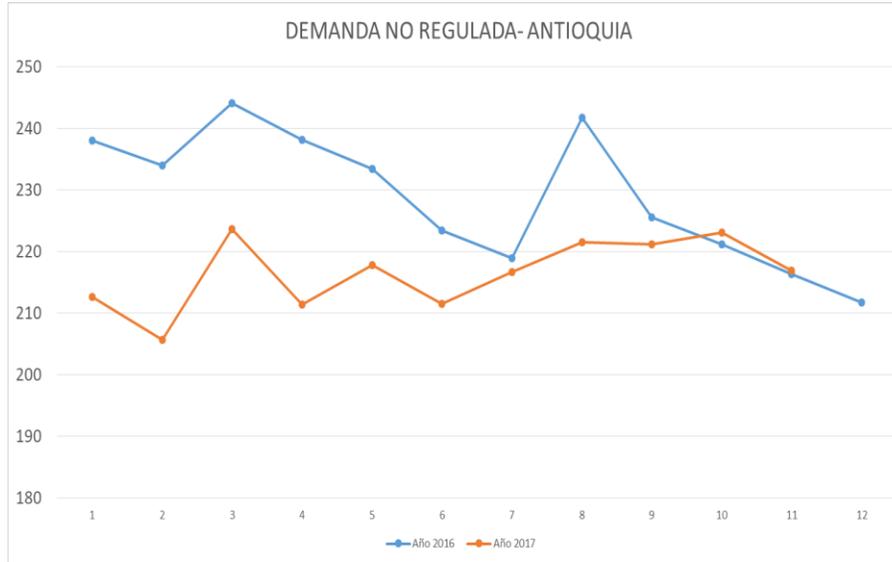
	2016			2017			Crecimiento
	Demanda GWh	No. Días	Demanda Promedio Día	Demanda GWh	No. Días	Demanda Promedio Día	
Comerciales	3,757.7	20	187.9	3,854.7	20	192.7	2.6%
Sábados	714.3	4	178.6	728.3	4	182.1	2.0%
Dom. - Festivos	956.4	6	159.4	989.3	6	164.9	3.4%
Total Mes	5428.5	30	180.9	5,572.2	30	185.7	2.7%

Se observa que en 2017 el consumo de energía se sostiene en los niveles de crecimiento promedio de los últimos meses..

Comportamiento Demanda de Energía por Regiones Mercado Regulado Enero-Noviembre 2017 Vs Enero-Diciembre 2016



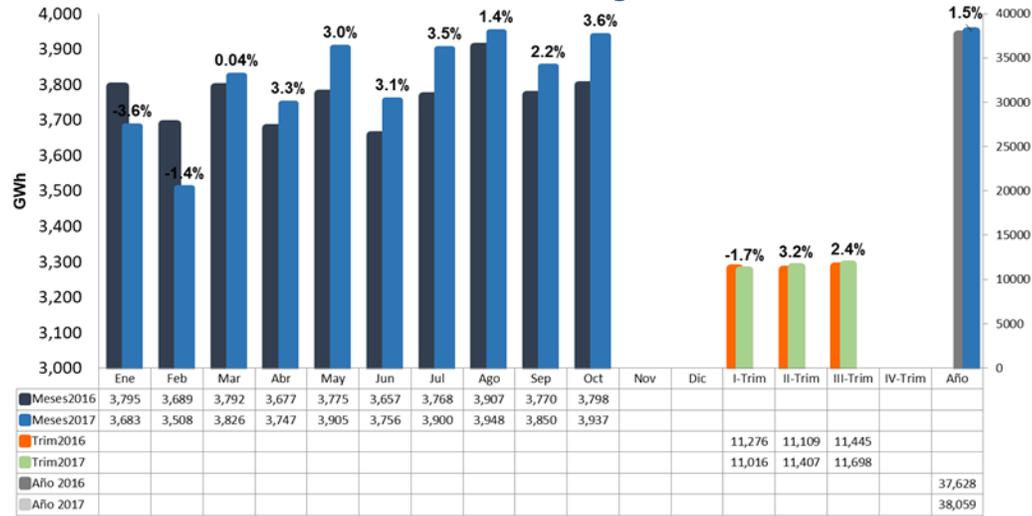
Comportamiento Demanda de Energía por Regiones Mercado No Regulado Enero-Noviembre 2017 Vs Enero-Diciembre 2016



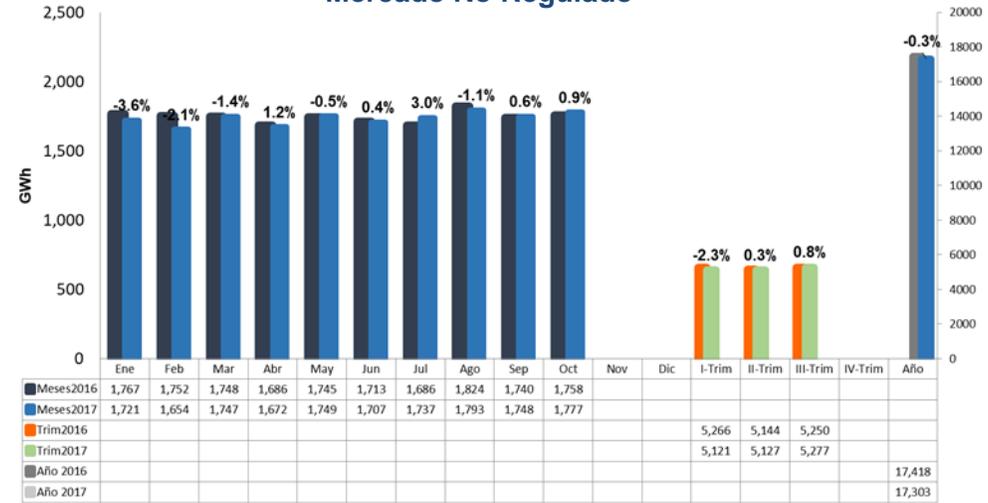
Comportamiento de Demanda de Energía del SIN Enero-Noviembre 2017 Vs Enero-Noviembre 2016



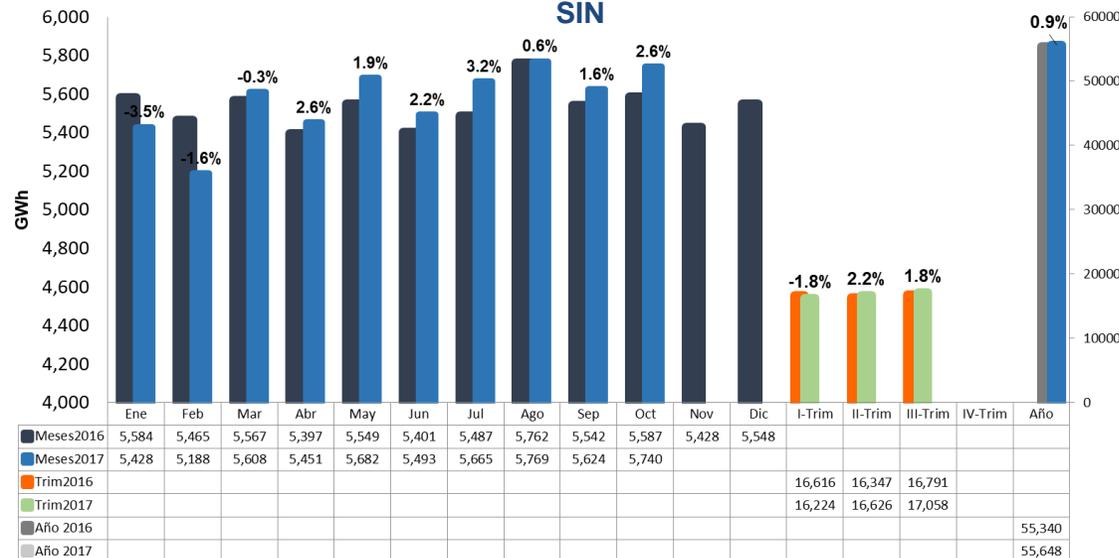
Mercado Regulado



Mercado No Regulado



SIN



PANORAMA ENERGÉTICO

1. Análisis energético de mediano plazo

Supuestos considerados

- Horizonte**
2 años, resolución semanal
- Demanda**
Escenario medio UPME
(Act Jul/17) – Publicados en Sep/17.
- Parámetros del SIN**
 - PARATEC
 - Heat Rate + 15% Plantas a Gas
- Costos de racionamiento**
Último Umbral UPME Oct/17.

- Condición Inicial Embalse**
Dic 04, 72.29%
- Desbalance hídrico**
14 GWh/día
- Mttos Generación**
Aprobados, solicitados y en ejecución – SNC
Nov/17 - Oct/18
- Mín. Embaleses**
MOI, MAX(MOS,NEP) Res.Semanal

- Intercambios Internacionales**
No se consideran
- Información combustibles**
Precios: UPME
Disponibilidad reportada por agentes
- Expansión Generación**
 - Proyectos con OEF.
 - Proyectos con OEF y concepto de conexión por parte de UPME

Panorama Energético Mediano Plazo



Resumen Casos

Caso

Caso 1

Caso 2

Caso 3

Caso 4

Caso 5

Hidrología

Esperado

Contingencia

CND

Esperado

Estocástico

Proyectos de generación

Con OEF

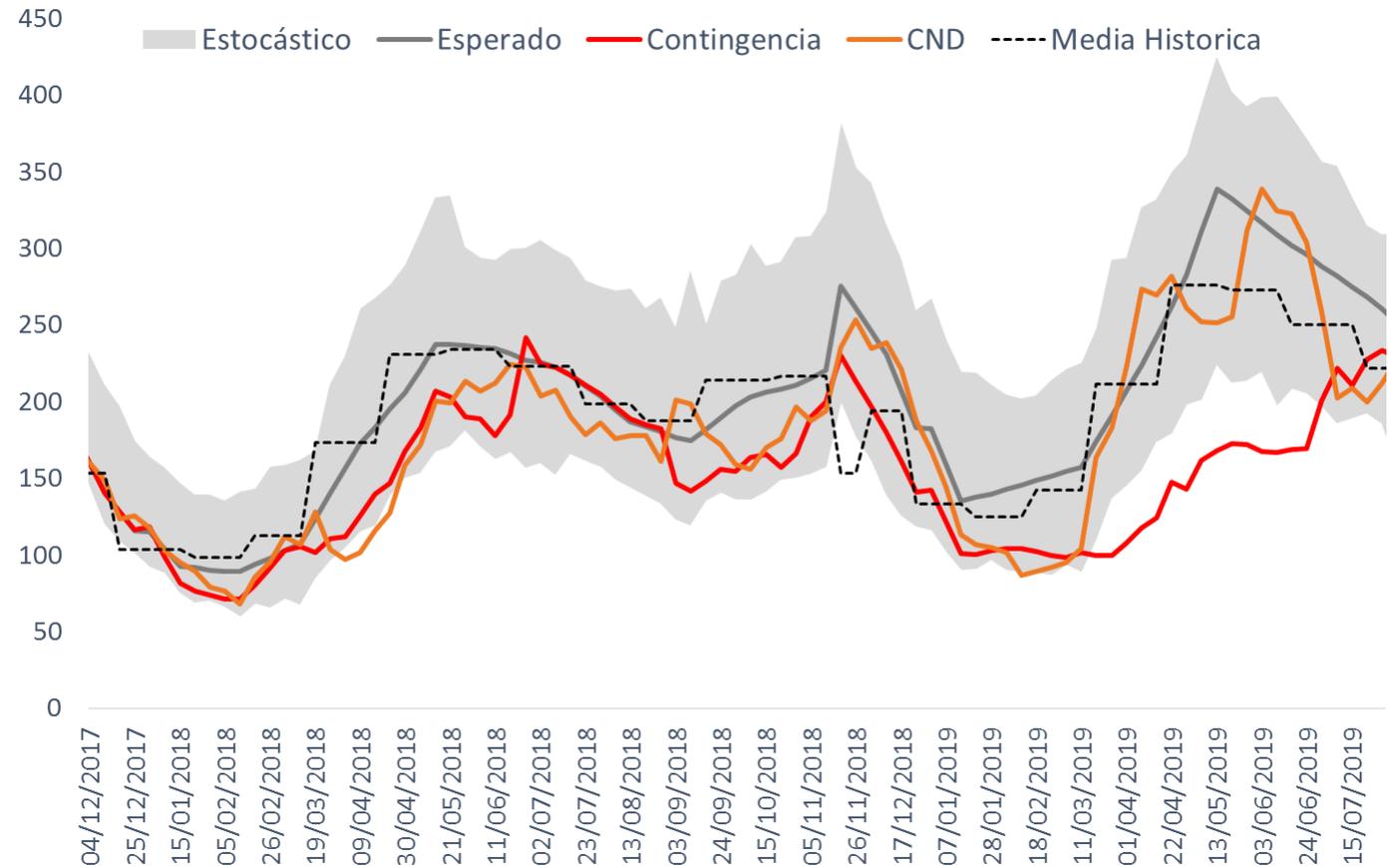
Con OEF+ con concepto UPME

Con OEF

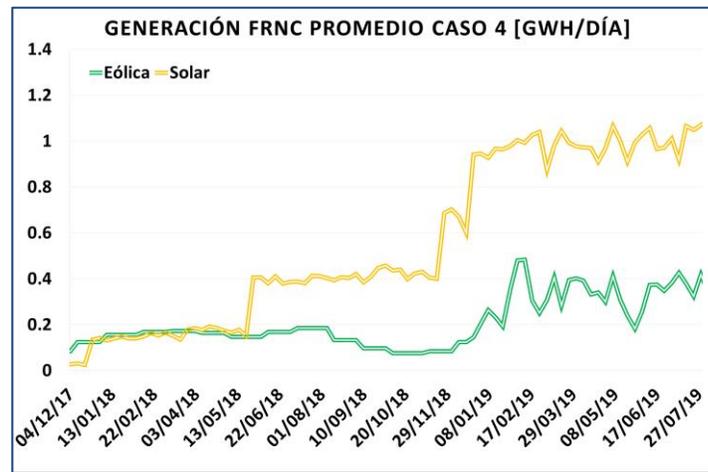
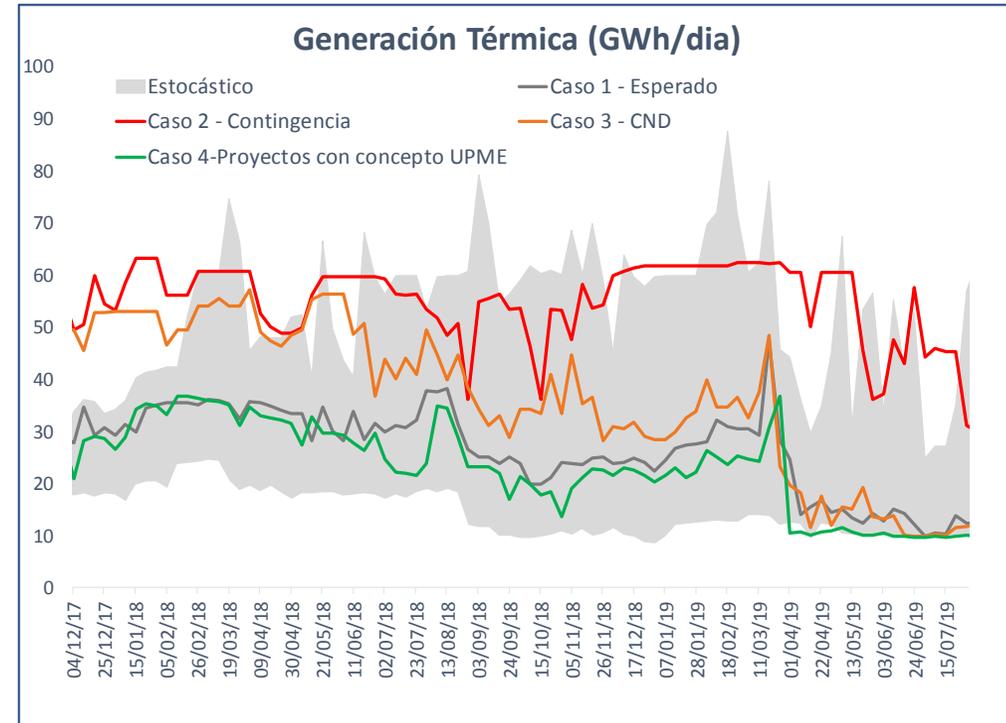
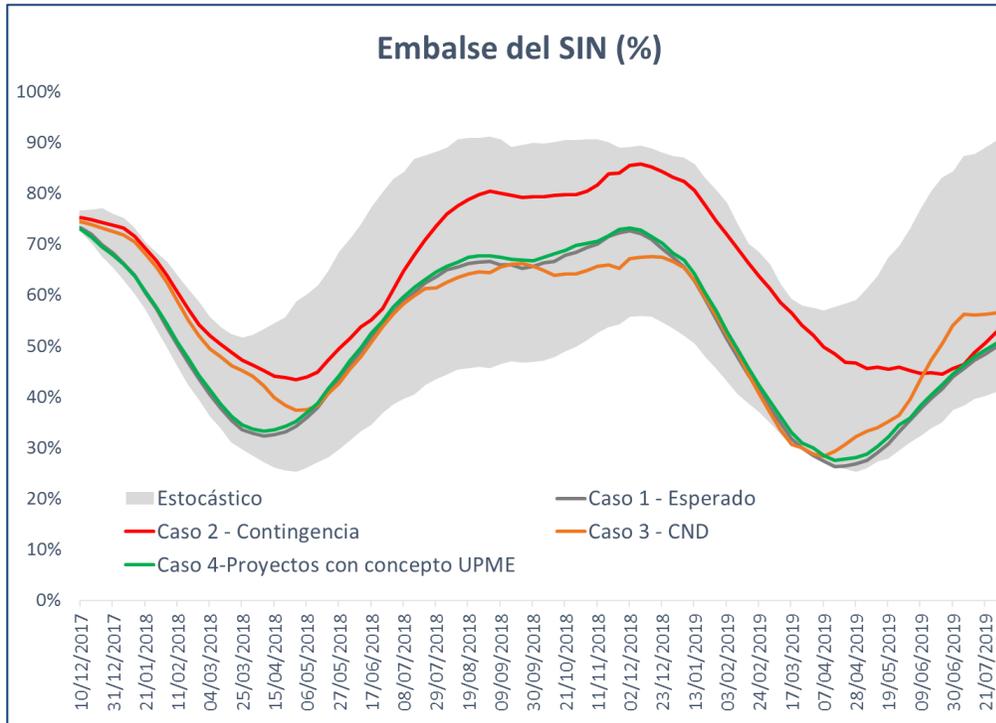
Total MW Proyectos futuros considerados

Tipo	Caso 1 - 2 -3 y 5	Caso 4
Hidráulico	1200	1460
Cogenerador	0	18.4
Térmico	361	458
Solar	0	427
Eólico	0	32
Total	1561	2395

Escenarios Hidrológicos [GWh/día]



Panorama Energético Mediano Plazo



Conclusiones y recomendaciones



Con el nivel del embalse agregado actual y las expectativas de aportes esperadas y demás supuestos considerados, el sistema cuenta con los recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente.

Para el caso más deficitario en aportes hídricos, la generación térmica muestra valores promedio semanales de hasta 60 GWh/día.

Ante el escenario de entrada de proyectos de generación conceptuados por UPME, en el horizonte de análisis se observa una contribución de los nuevos recursos al final del horizonte de más de 5 GWh/día promedio, de los cuales se alcanzan valores de hasta para el primer año de aproximadamente 0.4 GWh/día, alcanzando valores al final del horizonte de máximo 1.5 GWh/día de los recursos solares y eólico considerados.

Teniendo en cuenta la dinámica del sistema, se debe continuar con el seguimiento integral de las variables para dar señales y recomendaciones oportunas que permitan continuar con la atención confiable y segura de la demanda. Asimismo, se debe hacer un seguimiento continuo al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN.



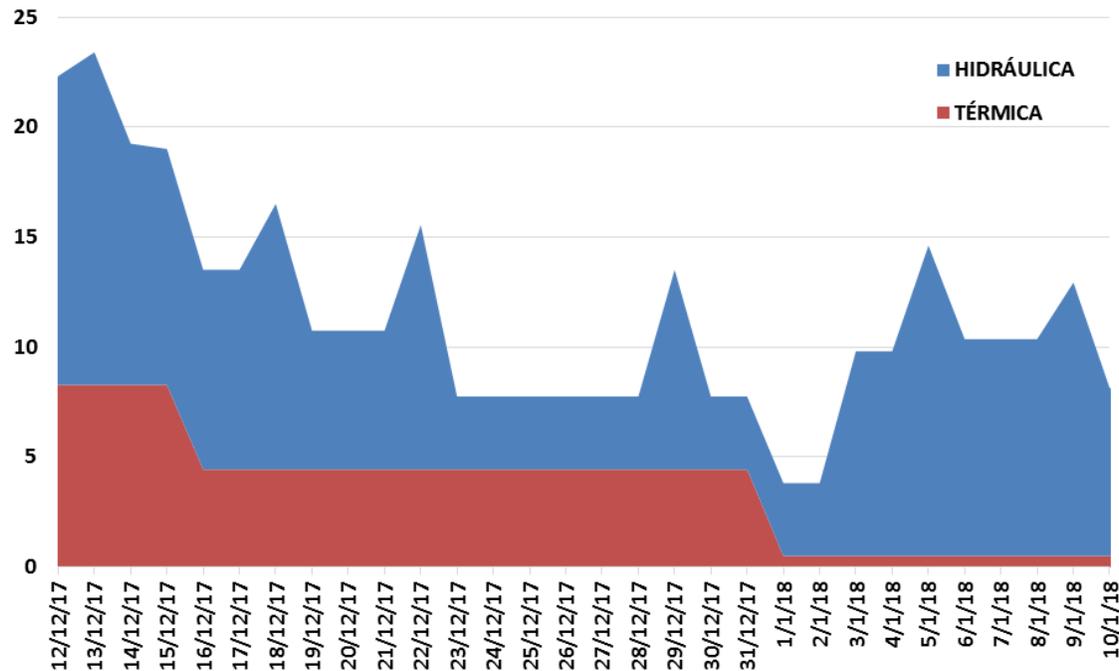
Mantenimientos de Generación

MANTENIMIENTOS DE GENERACIÓN

Se presentan los mantenimientos en los recursos de generación del SIN que pueden tener afectación en el consumo de gas natural y que han sido solicitados por los agentes o se encuentran en estado aprobado o en ejecución en el Sistema Nacional de Consignaciones SNC.

Periodo: 12/12/2017 a 10/01/2018

GENERACIÓN INDISPONIBLE [GWh/día]



CONSIGNACIÓN	UNIDAD	TIPO	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	MW INDISPONIBLES
C0140718	GECELCA 3	TÉRMICA	01/07/2017 0:00	31/12/2017 23:59	164
C0151224	FLORES 1	TÉRMICA	01/11/2017 0:00	15/12/2017 23:59	160
C0151313	TERMODORADA 1	TÉRMICA	11/12/2017 0:00	30/05/2018 23:59	51



MANTENIMIENTOS DE GENERACIÓN

Se presentan los mantenimientos en los recursos de generación del SIN que pueden tener afectación en el consumo de gas natural y que han sido solicitados por los agentes o se encuentran en estado aprobado o en ejecución en el Sistema Nacional de Consignaciones SNC.

Periodo: 12/12/2017 a 10/01/2018

CONSIGNACIÓN	UNIDAD	TIPO	FECHA INICIA	FECHA FINAL	MW INDISPONIBLE
C0150575	PLAYAS 2	HIDRÁULICA	01/11/2017 0:00	15/12/2017 23:59	69
C0150576	PLAYAS 3	HIDRÁULICA	01/11/2017 0:00	15/02/2018 23:59	69
C0150692	PLAYAS 1	HIDRÁULICA	11/11/2017 0:00	20/02/2018 23:59	69
C0137203	EL QUIMBO 1	HIDRÁULICA	12/12/2017 5:00	12/12/2017 23:59	198
C0138980	SAN CARLOS 3	HIDRÁULICA	13/12/2017 4:00	13/12/2017 17:00	155
C0137166	EL QUIMBO 2	HIDRÁULICA	13/12/2017 5:00	13/12/2017 23:59	198
C0151032	GUATAPE 2	HIDRÁULICA	13/12/2017 7:00	13/12/2017 17:00	70
C0137207	GUAVIO 5	HIDRÁULICA	14/12/2017 0:00	14/12/2017 17:00	250
C0137156	GUAVIO 3	HIDRÁULICA	15/12/2017 0:00	18/12/2017 23:59	240
C0151386	CHIVOR 4	HIDRÁULICA	18/12/2017 8:00	22/12/2017 16:00	125
C0137162	LA GUACA 2	HIDRÁULICA	22/12/2017 6:00	22/12/2017 17:00	108
C0137160	PARAISO 3	HIDRÁULICA	22/12/2017 6:00	22/12/2017 17:00	92
C0137206	GUAVIO 4	HIDRÁULICA	29/12/2017 0:00	29/12/2017 17:00	240
C0148800	GUAVIO 4	HIDRÁULICA	03/01/2018 0:00	03/01/2018 17:00	250
C0148801	GUAVIO 5	HIDRÁULICA	04/01/2018 0:00	04/01/2018 17:00	250
C0148802	GUAVIO 2	HIDRÁULICA	05/01/2018 0:00	05/01/2018 17:00	250
C0148970	LA GUACA 1	HIDRÁULICA	05/01/2018 6:00	05/01/2018 17:00	108
C0148969	PARAISO 1	HIDRÁULICA	05/01/2018 6:00	05/01/2018 17:00	92
C0150788	SOGAMOSO 2	HIDRÁULICA	06/01/2018 8:00	06/01/2018 21:00	273
C0150789	SOGAMOSO 2	HIDRÁULICA	07/01/2018 8:00	07/01/2018 21:00	273
C0150790	SOGAMOSO 2	HIDRÁULICA	08/01/2018 8:00	08/01/2018 21:00	273
C0148972	LA GUACA 3	HIDRÁULICA	09/01/2018 6:00	09/01/2018 17:00	108
C0148971	PARAISO 2	HIDRÁULICA	09/01/2018 6:00	09/01/2018 17:00	92
C0148840	BETANIA 2	HIDRÁULICA	09/01/2018 7:00	19/01/2018 0:00	180

Mantenimientos de Transmisión



dic-2017	Breve descripción del mantenimiento:	AP línea Aguaclara Chivor
	Fecha de iniciación:	24 Nov. al 12/12/2017
	Duración estimada (horas o días):	24 Nov al 12/12/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Termoyopal 2
	Breve descripción del mantenimiento:	AP Circuito Fundación Santa Marta 2 220 kV
	Fecha de iniciación:	05/12/2017
	Duración estimada (horas o días):	12/12/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en la Guajira.
	Breve descripción del mantenimiento:	AP línea Nueva Barranquilla Sabanalarga 2 220 kV
	Fecha de iniciación:	12-13-14/12/2017
	Duración estimada (horas o días):	12-13-14/12/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de limitación de la generación de Tebsa.
	Breve descripción del mantenimiento:	AP Circuito Guajira Cuestecitas 1 220 kV
	Fecha de iniciación:	13-14-15-16-17-18/12/2017
	Duración estimada (horas o días):	13-14-15-16-17-18/12/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Guajira
	Breve descripción del mantenimiento:	AP línea Nueva Barranquilla Sabanalarga 3 220 kV
	Fecha de iniciación:	15-16/12/2017
	Duración estimada (horas o días):	15-16/12/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de limitación de la generación de Tebsa.
	Breve descripción del mantenimiento:	AP Circuito Sabanalarga Chinu 1 500 kV
	Fecha de iniciación:	16/12/2017
	Duración estimada (horas o días):	16/12/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de disminución del límite de importación del área Caribe.

MANTENIMIENTOS DE TRANSMISIÓN



★	Breve descripción del mantenimiento:	AP líneas Nueva Barranquilla Sabanalarga 3 y Termoflores II Nueva Barranquilla 2 220 kV
	Fecha de iniciación:	17/12/2017
	Duración estimada (horas o días):	17/12/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de limitación de la generación de Flores IV y requerimiento de generación mínima en Tebsa, Flores 1 y Barranquillas 3-4 110 kV
	Breve descripción del mantenimiento:	AP línea Nueva Barranquilla Sabanalarga 3 220 kV
	Fecha de iniciación:	18/12/2017
	Duración estimada (horas o días):	18/12/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de limitación de la generación de Tebsa.
	Breve descripción del mantenimiento:	AP Circuito Guajira Cuestecitas 2 220 kV
	Fecha de iniciación:	19-20-21-22-23/12/2017
	Duración estimada (horas o días):	19-20-21-22-23/12/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Guajira
★	Breve descripción del mantenimiento:	AP Barra Termoflores 220 kV (Desenergización de la subestación Flores 220 kV-Proyecto Caracoli 220 kV)
	Fecha de iniciación:	26/12/2017
	Duración estimada (horas o días):	26/12/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Tebsa 110 kV, Flores 1 y Barranquillas 3-4 (Maxima Generación de Flores IV 0 MW)



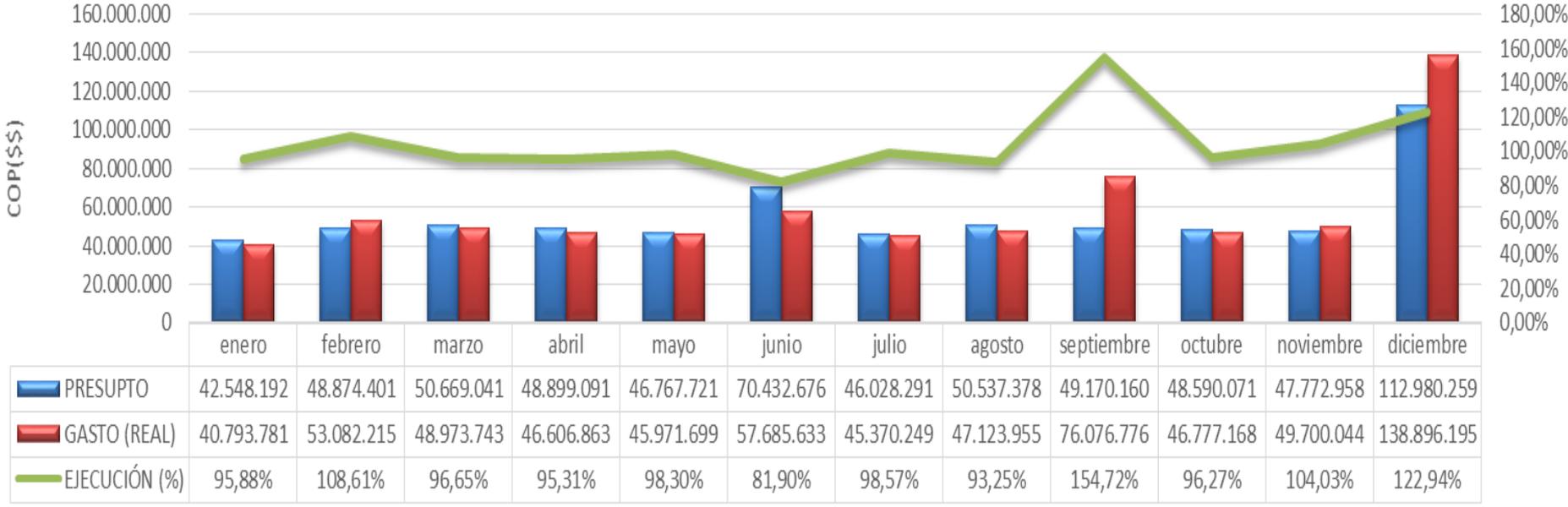
Calle 12 sur 18 - 168 Bloque 2
PBX (57 4) 317 2244 - FAX (57 4) 317 0989
@XM_filial_ISA
Medellín - Colombia

una empresa ISA

4. INFORME SECRETARIO TÉCNICO

4.1. Seguimiento a la ejecución presupuestal 2017.

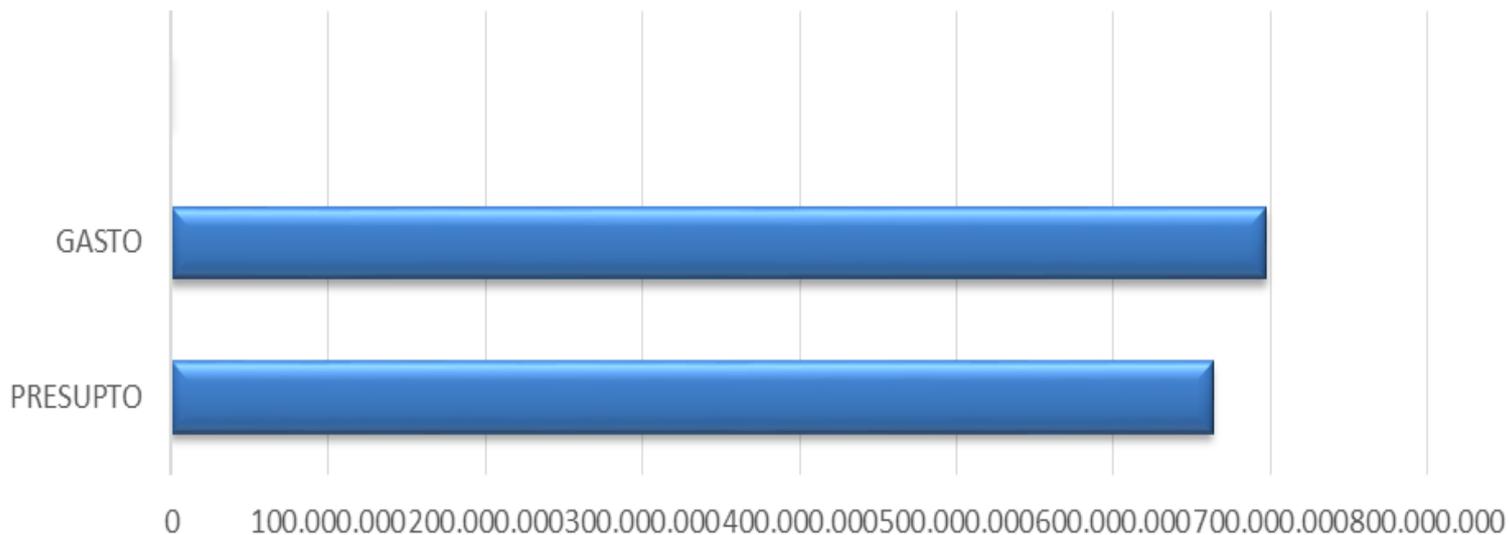
EJECUCIÓN PRESUPUESTAL MENSUAL_2017
 (Ejecutado a noviembre - proyectado diciembre)
 2017



Comentarios a la ejecución presupuestal.

- ❑ **Menor ejecución presupuestal mes de octubre.** Obedece a menores gastos, entre otros, a (i) Gastos de reuniones, (ii) Mantenimiento página web e (iii) IVA.
- ❑ **Mayor ejecución presupuestal mes de noviembre.** Obedece a mayores gastos principalmente, entre otros, a (i) Gastos de reuniones (pago anticipado del servicio prestado por el Hotel Marriot para la reunión del CNOGas de cierre de año el 12 de diciembre de 2017).

ACUMULADO A DICIEMBRE-2017_Ejecutado a noviembre



	PRESUPTO	GASTO	
■ ACUMULADO A DICIEMBRE-2017	663.270.239	697.058.321	105,09%

Comentarios a la ejecución presupuestal acumulada a diciembre 2017.

- ❑ El valor total acumulado a diciembre de 2017 (gasto), corresponde con el pronóstico de la ejecución presupuestal 2017, considerando la ejecución a noviembre de 2017 (gasto real) y proyección del mes de diciembre de 2017.

EJECUCION PRESUPUESTAL A NOVIEMBRE - PROYECTADO DICIEMBRE 2017

DESCRIPCION	PRESUPUESTO MES 2017	PRESUPUESTO ANUAL 2017		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
A. GASTOS GENERALES															
A.1 Alquiler y admn oficina	3.908.197	46.898.367	PRESUPUESTO		3.623.169	3.623.169	3.623.169	3.623.169	3.623.169	4.111.789	4.111.789	4.111.789	4.111.789	4.111.789	8.223.577
			GASTO	0	3.744.983	3.684.076	3.684.076	3.684.076	3.684.076	3.944.604	3.944.604	3.944.604	3.944.854	3.944.854	7.889.208
A.2 Servicios públicos (agua,Luz. Teléfono, TV)	259.433	3.113.202	PRESUPUESTO	310.409	223.409	310.409	223.409	223.409	310.409	223.409	223.409	310.409	223.409	223.409	307.703
			GASTO	270.312	208.452	285.241	183.248	159.833	232.911	152.781	231.431	154.301	240.001	158.961	231.431
A.3 Internet	552.635	6.631.625	PRESUPUESTO	552.635	552.635	552.635	552.635	552.635	552.635	552.635	552.635	552.635	552.635	552.635	552.640
			GASTO	544.883	549.556	717.817	0	293.370	216.166	216.166	216.166	216.166	366.166	216.166	366.166
A.4 Aseo , Cafeteria,Aseo Oficina	94.607	1.135.279	PRESUPUESTO	62.000	119.929	62.000	119.929	62.000	119.929	62.000	119.929	62.000	119.929	62.000	163.634
			GASTO	46.000	137.200	23.000	154.750	46.000	155.250	46.000	126.970	46.000	160.740	46.000	158.070
A.5 Celular y llamadas larga distancia	373.716	4.484.593	PRESUPUESTO	372.722	372.722	372.722	372.722	372.722	372.722	372.722	372.722	372.722	372.722	372.722	384.651
			GASTO	383.665	398.535	138.659	10.100	216.388	163.820	163.832	163.832	163.832	327.664	163.832	327.664
A.6 Gastos de viaje	691.736	8.300.834	PRESUPUESTO			1.819.667			1.819.667		1.819.667	1.022.166		1.819.667	
			GASTO	855.720	101.400	303.030	887.207	0	0	0	0	0	0	0	0
A.7 Papelería y fotocopias	21.851	262.218	PRESUPUESTO		43.703,00		43.703,00		43.703		43.703		43.703		43.703
			GASTO	0	33.550	212.300	31.900	0	56.350	0	8.200	0	3.600	0	63.550
A.8 Gastos reuniones	3.336.907	40.042.883	PRESUPUESTO	1.761.313	4.825.000	3.061.313	4.025.000	2.561.313	3.525.000	2.061.313	3.525.000	2.061.313	3.525.000	2.061.313	7.050.005
			GASTO	705.900	7.206.016	3.520.347	2.341.636	2.728.200	3.168.352	1.748.352	3.853.982	1.547.600	3.038.252	6.812.385	6.880.682
A.9 Mensajería y correo	77.048	924.572	PRESUPUESTO	127.000	52.000	52.000	127.000	52.000	52.000	127.000	52.000	52.000	127.000	52.000	52.572
			GASTO	113.900	100.200	77.700	122.900	109.400	50.100	41.300	32.100	128.700	65.600	103.000	32.100
A.10 Comisión fiduciaria	1.338.104	16.057.247	PRESUPUESTO	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104
			GASTO	1.316.825	1.316.825	2.633.649	1.316.825	1.316.825	1.316.825	1.316.825	1.316.825	1.316.825	1.316.825	1.316.825	1.316.825
A.11 Transporte (taxis, buses)	20.399	244.787	PRESUPUESTO	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.398
			GASTO	14.000	27.000	10.000	14.000	11.000	8.800	8.800	8.800	4.400	0	21.200	12.000
A.12 Elementos de oficina	252.574	3.030.892	PRESUPUESTO	757.723			757.723				757.723				757.723
			GASTO	887.759	40.000	0	714.286	0	0	756.303	0	0	0	0	756.303
A.13 Contribución Económica 4 x 1000	187.161	2.245.926	PRESUPUESTO	187.148	187.148	187.148	187.148	187.148	187.148	187.148	187.148	187.148	187.148	187.148	187.298
			GASTO	162.525	211.483	189.868	185.685	182.831	229.823	180.758	187.745	303.095	186.363	198.008	553.371
A.14 Mantenimiento página "Web" y Equipos de Oficina	371.536	4.458.437	PRESUPUESTO	273.000	273.000	273.000	273.000	868.000	273.000	273.000	273.000	273.000	860.437	273.000	273.000
			GASTO	256.772	256.772	271.536	331.536	586.173	271.536	271.536	271.536	799.536	523.636	321.536	271.536
A.15 Costos funcionamiento (50%) Comité Coord. Gas Electricidad	371.738	4.460.856	PRESUPUESTO	371.738	371.738	371.738	371.738	371.738	371.738	371.738	371.738	371.738	371.738	371.738	371.738
			GASTO	239.750	327.770	217.350	217.993	287.929	217.350	217.350	191.210	140.000	140.000	140.000	140.000
Subtotal gastos generales	11.857.643	142.291.718	PRESUPUESTO MES	6.134.191	12.002.956	12.044.304	12.035.679	10.232.637	12.609.623	9.701.257	13.768.966	10.735.423	11.854.013	11.445.924	19.726.746
			GASTO MES	5.798.010	14.659.741	12.284.573	10.196.141	9.622.024	9.771.359	9.064.606	10.552.600	8.765.058	10.313.701	13.442.767	18.998.906
B.1 Secretario Técnico	27.441.844	356.743.968	PRESUPUESTO	27.441.844	27.441.844	27,441.844	27,441.844	27,441.844	27,441.844	27,441.844	27,441.844	27,441.844	27,441.844	27,441.844	54.883.684
			GASTO	27.441.844	27.441.844	27,441.844	27,441.844	27,441.844	27,441.844	27,441.844	27,441.844	27,441.844	27,441.844	27,441.844	54.883.688
B.2 Honorarios Abogados Externos	3.042.779	6.085.557	PRESUPUESTO						3.042.778						3.042.779
			GASTO	0	0	0	0	0	7.635.516	0	0	0	0	0	1.500.000
B.3 Auxiliar Administrativo	1.952.646	25.384.401	PRESUPUESTO	1.952.646	1,952.646	1,952.646	1,952.646	1,952.646	1,952.646	1,952.646	1,952.646	1,952.646	1,952.646	1,952.646	3.905.295
			GASTO	1.952.646	1,952.646	1,952.646	1,952.646	1,952.646	1,952.646	1,952.646	1,952.646	1,952.646	1,952.646	1,952.646	3.905.292
B.4 Pagina "Herramienta Mtto"	973.356	11.680.269	PRESUPUESTO	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.353
			GASTO	0	1.946.712	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356
B.5 Estudios-Honorarios-Gastos	2.166.667	26.000.000	PRESUPUESTO						13.000.000						13.000.000
			GASTO	0	0	0	0	0	2.000.000	0	0	26.208.332	0	0	39.312.498
Subtotal honorarios	35.577.291	425.894.195	PRESUPUESTO MES	30.367.846	30.367.846	30.367.846	30.367.846	30.367.846	46.410.624	30.367.846	30.367.846	30.367.846	30.367.846	30.367.846	75.805.111
			GASTO MES	29.394.490	31.341.202	30.367.846	30.367.846	30.367.846	40.003.362	30.367.846	30.367.846	56.576.178	30.367.846	30.367.846	100.574.834
C. IVA - OTROS GASTOS															
C.1. IVA, 16% DE D.1	7.221.126	86.653.514	PRESUPUESTO	6.046.155	6.503.599	6.149.188	6.495.566	6.167.238	9.304.727	5.959.188	6.400.566	5.959.188	6.368.212	5.959.188	15.340.699
			GASTO	5.601.280	7.081.272	6.321.324	6.042.876	5.981.829	7.910.912	5.937.797	6.203.509	10.735.540	6.095.621	5.889.431	19.322.456
C.2. ADQUISICION MUEBLES Y EQUIPOS	0	0	PRESUPUESTO												
			GASTO												
C.3. IMPREVISTOS (BALANCE)	702.568	8.430.812	PRESUPUESTO			2.107.703,00			2.107.703,00			2.107.703,00			2.107.703,00
			GASTO			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subtotal IVA y otros	7.923.694	95.084.326	PRESUPUESTO MES	6.046.155	6.503.599	8.256.891	6.495.566	6.167.238	11.412.430	5.959.188	6.400.566	8.066.891	6.368.212	5.959.188	17.448.402
			GASTO MES	5.601.280	7.081.272	6.321.324	6.042.876	5.981.829	7.910.912	5.937.797	6.203.509	10.735.540	6.095.621	5.889.431	19.322.456
TOTAL	55.358.628	663.270.240	PRESUPUESTO MES	42.548.192	48.874.401	50.669.041	48.899.091	46.767.721	70.432.676	46.028.291	50.537.378	49.170.160	48.590.071	47.772.958	112.980.259
			GASTO MES	40.793.781	53.082.215	48.973.743	46.606.863	45.971.699	57.685.633	45.370.249	47.123.955	76.076.776	46.777.168	49.700.044	138.896.195
	\$ 14.739.339	\$ 221.090.080	Presupuesto Cuatrimes		190.990.725				213.766.066			258.513.448			
		\$ 44.218.016	Gasto Trimestral		189.456.601				196.151.537			311.450.183			

4.2. Estado temas pendientes remitidos por CNOGas a CREG.

Consideraciones generales. Con el propósito de presentar al Consejo el avance logrado en los temas que el CNOGas remitió a la CREG en 2015 y 2016 para su revisión y expedición del respectivo acto administrativo, a continuación se muestran tablas comparativas que evidencian lo logrado, después de múltiples reuniones conjuntas CREG-CNOGas: (i) 3 en 2016, abril, agosto y noviembre y (ii) 4 en 2017, marzo y septiembre y 2 sesiones con el Consultor de la CREG para el tema relacionado con conexiones al SNT.

Como complemento a la información presentada en las tablas comparativas, el Consejo en la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 131 realizada el 26 de enero de 2017, una vez el Secretario técnico presentó el informe del tema “Estado temas pendientes remitidos por CNOGas a CREG” plantearon lo siguiente: *“El Consejo solicita al Secretario técnico presentar estos temas con mayor claridad de tal manera se puedan observar los temas (i) Aprobados con Resolución definitiva, (ii) En estudio por la CREG y (iii) No atendidos por la CREG”* (copia textual del acta de la sesión CNOGas No 131).

1. ATENDIDOS POR LA CREG_Proyectos de Resolución-Pendiente Resolución definitiva.

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@03-Febrero-17	ESTADO@01-Dic-17
1	Resolución CREG 088 de 2015. Desbalances acumulados iguales o mayores al 5%.	La CREG publicó el 14 de junio de 2016 el proyecto de Resolución CREG-066B-2016 para comentarios. El plazo venció el 28 de junio de 2016.	Pendiente resolución definitiva	Proyecto de Resolución. Pendiente resolución definitiva.
2	Protocolo 001 de 2015, Resolución CREG-088 de 2015. Estabilidad operativa SNT's.	La CREG publicó el 27 de diciembre de 2016 el proyecto de Resolución CREG-239-2016 para comentarios. El plazo venció el 28 de enero de 2017.	Pendiente resolución definitiva	Proyecto de Resolución. Pendiente resolución definitiva.
3	Modificación parcial Resolución CREG-115-2013. Funciones COMI.	La CREG publicó el 14 de diciembre de 2016 el proyecto de Resolución CREG-189-2016 para comentarios. El plazo venció el 28-dic-16. Realizó nueva consulta mediante comunicación S-2017-000224 de 25 de enero de 2017 sobre inclusión definiciones en la resolución.	Pendiente resolución definitiva	Resolución definitiva CREG124-2017 publicada el 11 de octubre de 2017.
4	Aspectos generales Resolución CREG-147-2015. Mantenimientos sector gas.	La CREG publicó el 19 de diciembre de 2016 el proyecto de Resolución CREG-190-2016 para comentarios. El plazo venció el 02-ene-17.	Pendiente resolución definitiva	Resolución definitiva CREG057-2017 publicada el 18 de julio de 2017.

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@03-Febrero-17	ESTADO@01-Dic-17
5	Protocolo 002 de 2015, modificación parcial de la Resolución CREG-071-1999 (RUT). Intercambiabilidad de gases.	La CREG publicó el 11 de noviembre de 2016 el proyecto de Resolución CREG 172-2016 para comentarios. El plazo venció el 05 de diciembre de 2016. El CNOGas remitió recomendaciones mediante comunicación CNOGas-062-2017 de 31 de enero de 2017 para complementar el proyecto de Resolución CREG 172-2016.	Pendiente resolución definitiva	Proyecto de Resolución. Pendiente resolución definitiva.
6	Actividades CNO gas convocatorias y open SEASON Resol. CREG 037-2016	El CNOGas remitió a la CREG la comunicación CNOGas-001-2017 de 04 de enero de 2017 en respuesta a solicitud de la CREG.	Pendiente resolución definitiva	Resolución definitiva CREG155-2017 publicada el 03 de noviembre de 2017.
7	Actividades CNO gas procesos abiertos UPME Resol. CREG 038-2016.	El CNOGas remitió a la CREG la comunicación CNOGas-001-2017 de 04 de enero de 2017 en respuesta a solicitud de la CREG.	Pendiente resolución definitiva	Resolución definitiva CREG107-2017 publicada el 08 de septiembre de 2017.
8	BIOGAS	La CREG publicó el proyecto de Resolución CREG 087 de 2016. El CNOGas remitió comentarios mediante comunicación COGas-204-2016 de 20 de septiembre de 2016.	Pendiente resolución definitiva	Resolución definitiva CREG 240-2016 publicada el 06 de febrero de 2017.

2. ATENDIDO POR LA CREG_ En estudio.

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@03-Febrero-17	ESTADO@01-Dic-17
1	Protocolo Operativo según Decreto 2345 de 2015. Asignación de gas demanda esencial.	La CREG remitió comunicación al MME con copia a CNOGAS solicitando aclaraciones.	Pendiente respuesta del Ministerio de Minas y Energía y actuación administrativa de la CREG. En estudio CREG	Proyecto de Resolución CREG043-2017 publicada el 26 de mayo de 2017. El CNOGas remitió comentarios mediante comunicaciones (i) CNOGas-231-2017 de 03 de agosto de 2017 a la CREG y (ii) CNOGas-306-2017 del 20 de noviembre de 2017 al MM&E.
2	Protocolo operativo de medición, modificación parcial del RUT. NTC 6167	El CNOGas remitió a la CREG la comunicación CNOGas-282-2016 de 13 de diciembre de 2016 en respuesta a solicitud de la CREG No S-2016-005999 de 8 de septiembre de 2016.	En estudio por la CREG.	Proyecto de Resolución CREG 123-2017 publicada el 26 de octubre de 2017. El CNOGas remitió comentarios mediante comunicación CNOGas-305-2017 del 20 de noviembre de 2017.
3	Estudio temas de la Resolución CREG-169-2011. Conexiones a SNT's.	La CREG tiene previsto dar inicio, entre finales de enero y mediados de febrero de 2017, al proceso para contratar consultor para la revisión y análisis de lo previsto en la Resolución CREG 169 de 2011 y en las recomendaciones del estudio realizado por el CNOGas.	En estudio por la CREG	En estudio. Pendiente proyecto de resolución para comentarios.

3. ATENDIDO POR LA CREG _En espera

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@03-Febrero-17	ESTADO@01-Dic-17
1	Protocolo coordinación gas-electricidad. Optimización despacho y redespachos plantas termoeléctricas a gas según condiciones sistema de gas natural.	El CNOGas y el CNOE remitieron a la CREG la comunicación de 19 de octubre de 2015 con los lineamientos analizados de manera conjunta.	En espera. Otras prioridades de la CREG.	Sin cambios. La CREG no ha avanzado en este tema.

RESUMEN GENERAL ESTADO TEMAS CNOGAS-CREG @ 01-Diciembre de 2017

1. ATENDIDOS POR LA CREG_ Proyectos de Resolución. Pendiente Resolución definitiva.

1. Proyecto Resolución CREG 066B-2016. Resolución CREG 088 de 2015. Desbalances acumulados iguales o mayores al 5%.

2. Proyecto Resolución CREG 239-2016. Protocolo 001 de 2015, Resolución CREG-088 de 2015. Estabilidad operativa SNT's.
3. Proyecto Resolución CREG 172-2016. Protocolo 002 de 2015, modificación parcial de la Resolución CREG-071-1999 (RUT). Intercambiabilidad de gases.
4. Proyecto Resolución CREG 043-2017. Protocolo Operativo según Decreto 2345 de 2015. Asignación de gas demanda esencial.
5. Proyecto Resolución CREG 123-2017. Protocolo operativo de medición, modificación parcial del RUT - NTC 6167.

2. ATENDIDO POR LA CREG_ En estudio.

1. Estudio temas de la Resolución CREG-169-2011. Conexiones a SNT's.

3. ATENDIDO POR LA CREG _En espera

1. Protocolo coordinación gas-electricidad. Optimización despacho y redespachos plantas termoeléctricas a gas según condiciones sistema de gas natural.
-

1. ATENDIDO POR LA CREG_Resoluciones definitivas (en firme).

1. Resolución CREG 124-2017. Modificación parcial Resolución CREG-115-2013. Funciones COMI.
2. Resolución CREG 057-2017. Aspectos generales Resolución CREG-147-2015. Mantenimientos sector gas.
3. Resolución CREG 155-2017. Actividades CNO gas convocatorias y open SEASON Resol. CREG 037-2016
4. Resolución CREG 107-2017. Actividades CNO gas procesos abiertos UPME Resol. CREG 038-2016 (090-2016).
5. Resolución CREG 240-2016. BIOGAS



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 124 DE 2017

(04 SET. 2017)

Por la cual se modifica la Resolución CREG 115 de 2013

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994, y en desarrollo de los decretos 2253 de 1994, 2696 de 2004 y 1260 de 2013, y

CONSIDERANDO QUE:

La Ley 401 de 1997 creó el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, en adelante CNOG, y determinó su conformación y funciones.

El artículo 16 de la Ley 401 de 1997 dispuso que: "...Cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda, el Gobierno Nacional, de acuerdo con los ordenamientos, y parámetros establecidos en la Ley 142 de 1994, y previo concepto del Consejo Nacional de Operación de Gas, fijará el orden de atención prioritaria de que se trate...".

El Gobierno Nacional expidió en junio de 2011 el Decreto 2100 "por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones".

La citada norma dispuso en su artículo 21 que, "...Cuando la CREG lo solicite, el CNOG expedirá los Acuerdos y Protocolos Operativos que se requieran con el fin de establecer los procedimientos, definiciones y parámetros básicos que deben regir para: (i) la operación del SNT; (ii) la programación de mantenimientos y/o intervenciones a la infraestructura de suministro y transporte de gas natural, que impliquen suspensión o pongan en riesgo la continuidad del servicio público; y, (iii) la coordinación de los Agentes que utilicen el SNT cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias o Racionamiento Programado de gas natural de que trata el Decreto 880 de 2007...".

Por la cual se modifica la Resolución CREG 115 de 2013

El CNOG, por su propia iniciativa, podrá someter a consideración de la CREG los Protocolos y Acuerdos operativos que considere necesarios para lograr una operación segura, confiable y económica del SNT, por su parte la CREG contará con noventa (90) días para pronunciarse y, si es pertinente, adoptarlo mediante acto administrativo”.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió la Resolución CREG 115 de 2013, por la cual se adopta el acuerdo operativo por el cual se establecen las funciones y se reglamenta el funcionamiento y la constitución del Comité de Coordinación de Mantenimientos e Intervenciones del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – COMI, en su sesión 570 del 30 de agosto de 2013.

Mediante comunicación con radicado CREG E-2015-012481, el CNOG presentó solicitud de modificación de la Resolución CREG 115 de 2013, con el fin de agregar a las funciones del COMI la de mantener informado al Ministerio de Minas y Energía, por parte de agentes y el COMI, de los eventos que pudieran afectar la infraestructura de suministro o transporte de gas natural, así como las acciones tendientes a mitigar las restricciones a la demanda.

Mediante la Resolución CREG 189 de 2016, la Comisión hizo público la Resolución por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se modifica la Resolución CREG 115 de 2013”.

Durante el período de consulta se recibieron comentarios de los agentes y en atención a los comentarios recibidos, la CREG solicitó al CNOG emitir concepto sobre los cambios propuestos por los agentes.

Mediante comunicación con radicado CREG E-2017-002207, el CNOG reformuló su petición con base en los comentarios recibidos por la Comisión.

Mediante la Resolución CREG 027 de 2017, la Comisión hizo público la Resolución por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se modifica la Resolución CREG 115 de 2013”.

Durante el período de consulta se recibieron comentarios de la siguiente empresa:

Empresa	Radicado
ECOPETROL	E-2017-006025

Los comentarios recibidos durante las diferentes consultas adelantadas se incluyen en el documento soporte CREG 068 de 2017.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 4 del Decreto 2897 de 2010, compilado por el Decreto 1074 de 2015, reglamentario de la Ley 1340 de 2009, no es necesaria la remisión del presente acto administrativo a la Superintendencia de Industria y Comercio, de acuerdo con el resultado que se arroja de la aplicación del correspondiente cuestionario, en donde se observa que no afecta la competencia.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas en su sesión No.799 del 4 de septiembre de 2017 acordó expedir esta Resolución.

Por la cual se modifica la Resolución CREG 115 de 2013

RESUELVE:

Artículo 1. Adicionar un nuevo literal al numeral 4, Funciones del Comité de Coordinación de Mantenimientos e Intervenciones – COMI, del Anexo 1, de la Resolución CREG 115 de 2013, el cual queda de la siguiente forma:

m) En el caso de ocurrencia de un evento de Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia, No transitoria, de conformidad con la definición establecida en artículo 2.2.2.1.4, del Decreto compilatorio 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen, adicionen o sustituyan, el respectivo agente productor- comercializador o transportador remitirá un comunicado de la forma más expedita al Viceministerio de Energía con copia a la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible y al COMI, informando sobre las potenciales afectaciones del mercado y las acciones de mitigación o solución del evento por parte del agente.

El COMI deberá sesionar en forma virtual o presencial, a la mayor brevedad posible, con el fin de analizar las posibles afectaciones y las acciones con el fin de mitigar la contingencia en el suministro o transporte de gas natural.

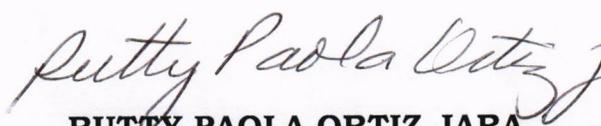
El Secretario Técnico del CNOG informará al Viceministerio de Energía y a la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible de las decisiones tomadas por parte del COMI, para superar la contingencia originada en la infraestructura de suministro o de transporte de gas natural, acerca del avance durante el plan de contingencia y el cierre, una vez concluyan las tareas de coordinación operativas.

Artículo 2. Todos los demás aspectos no modificados de la Resolución CREG 115 de 2013, permanecerán iguales.

Artículo 3. Vigencia. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial* y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá a



RUTTY PAOLA ORTIZ JARA
Viceministra de Energía
Delegada del Ministro de Minas y Energía
Presidente



GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 057 DE 2017

(15 MAYO 2017)

Por la cual se modifica parcialmente la Resolución CREG 147 de 2015

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994, y en desarrollo de los decretos 2253 de 1994, 2696 de 2004 y 1260 de 2013, y

C O N S I D E R A N D O Q U E:

El Gobierno Nacional expidió en junio de 2011 el Decreto 2100 *Por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones.*

El artículo 2 del decreto antes citado definió protocolo operativo como el *Plan escrito y detallado que establece objetivos, guías y procedimientos de carácter técnico para el desarrollo de un proceso operativo específico, de acuerdo con las mejores prácticas generalmente aceptadas a nivel nacional e internacional.*

La citada norma dispuso así mismo, en su artículo 21 que, *Cuando la CREG lo solicite, el CNOG expedirá los Acuerdos y Protocolos Operativos que se requieran con el fin de establecer los procedimientos, definiciones y parámetros básicos que deben regir para: (i) la operación del SNT; (ii) la programación de mantenimientos y/o intervenciones a la infraestructura de suministro y transporte de gas natural, que impliquen suspensión o pongan en riesgo la continuidad del servicio público; y, (iii) la coordinación de los Agentes que utilicen el SNT cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias o Racionamiento Programado de gas natural de que trata el Decreto 880 de 2007.*

El CNOG, por su propia iniciativa, podrá someter a consideración de la CREG los Protocolos y Acuerdos operativos que considere necesarios para lograr una operación segura, confiable y económica del SNT. La CREG contará con noventa (90) días para pronunciarse y, si es pertinente, adoptarlo mediante acto administrativo.

Por la cual se modifica parcialmente la Resolución CREG 147 de 2015

La Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó y acordó expedir la Resolución CREG 147 de 2015, en su sesión 674 del 18 de septiembre de 2015, la cual tiene como soporte el Documento CREG 098 de 2015, que contiene el análisis de los comentarios recibidos a la propuesta regulatoria sometida a consulta mediante la Resolución CREG 014 de 2015, dando así cumplimiento a lo dispuesto en el Decreto 1078 de 2015 y en el Artículo 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

Mediante comunicación con radicado CREG E-2016-004425, el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOG, presentó solicitud de modificación de la Resolución CREG 147 de 2015, en lo que respecta al alcance de las políticas de información del CNOG establecidas en el numeral 5.4.4.

Mediante Resolución CREG 190 de 2016, la Comisión hizo público la Resolución por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general "Por la cual se modifica la Resolución CREG 147 de 2015", dando así cumplimiento a lo dispuesto en el Decreto 1078 de 2015 y en el Artículo 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo

Durante el período de consulta se recibieron comentarios de las siguientes empresas:

Empresa	Radicado
ECOPETROL	E-2016-014260
TEBSA	E-2016-014198
CNOG	E-2017-003278

Estos comentarios fueron analizados, estudiados y se responden en su integridad en el documento CREG 031 de 2017.

Teniendo en cuenta lo dispuesto en la Ley 1340 de 2009 y el Decreto 1074 de 2015, no es necesario remitir la presente Resolución a la Superintendencia de Industria y Comercio, puesto que habiéndose diligenciado el correspondiente cuestionario, con la expedición de la misma no se observa que se esté afectando normas relativas a la competencia.

Una vez analizadas las peticiones presentadas por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOG, la Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó el presente acto administrativo en su sesión 778 del 15 de mayo de 2017 y acordó expedir el presente proyecto de resolución.

RESUELVE:

Artículo 1. Modificar el Artículo 5, Numeral 5.3 Cargue, manejo y publicación de la información, de la Resolución CREG 147 de 2015, el cual quedará de la siguiente forma:

El cargue y reporte de la información estará a cargo de los agentes definidos en el numeral 5.2, del presente documento. El manejo y publicación de la información ingresada y/o reportada en el SIMI y registrada en el PAMI, estará a cargo del

Por la cual se modifica parcialmente la Resolución CREG 147 de 2015

CNOG, según lo previsto en la Resolución CREG 089 de 2013, Artículo 12, párrafo 3.

Los participantes del mercado, las autoridades correspondientes y el público en general podrán tener acceso a la información de los mantenimientos e intervenciones programadas y eventos no programados. Para tal efecto, el COMI determinará los requisitos, y en cada solicitud, los niveles de acceso y seguridad para la consulta de la información consignada en el SIMI.

Artículo 2. Modificar el Artículo 5, Numeral 5.4 Políticas de divulgación de la información, Numeral 5.4.3, de la Resolución CREG 147 de 2015, el cual quedará de la siguiente forma:

5.4.3 Los Agentes, definidos en el numeral 5.2, deberán informar a sus compradores y remitentes, y los comercializadores deberán informar a sus usuarios no regulados de la programación de los mantenimientos e intervenciones que los afecten, así como el resultado de la ejecución de los mismos.

Lo anterior, sin detrimento de lo suscrito en los contratos firmados entre las diferentes partes.

Los usuarios no regulados atendidos por comercializadores deberán ser informados mediante correo electrónico certificado de la programación de los mantenimientos e intervenciones que los afecten. No obstante, en caso de controversia le corresponderá al comercializador acreditar el envío de dicha información.

Para el cumplimiento de lo anterior, el CNOG publicará un informe mensual, dentro de los cinco primeros días (5) hábiles, con la información de los resultados de la ejecución real de los mantenimientos e intervenciones programadas y no programadas, así como las paradas de emergencia del mes inmediatamente anterior al mes de publicación del informe.

El mismo informe debe presentar la programación de los mantenimientos e intervenciones programadas en el PAMI, y registradas en el SIMI, de los dos (2) meses siguientes al de publicación del informe.

En caso de eventuales cambios en la programación, el literal e. del Artículo 3. Cronograma de elaboración y ejecución, establece el mecanismo para confirmar los mantenimientos e interrupciones programadas para la semana n+1, a partir del jueves anterior a la semana de su ejecución.

En cualquier caso para el acceso a la información, los agentes y comercializadores deben estar registrados en el SIMI de acuerdo con los criterios fijados en el numeral 5.3 de esta resolución.

Artículo 3. Eliminar el Numeral 5.4.4 del Numeral 5.4 Políticas de divulgación de la información de la Resolución CREG 147 de 2015.

Artículo 4. Todos los demás aspectos de la Resolución CREG 147 de 2015, no modificados con la presente resolución permanecen iguales.

HBA

Por la cual se modifica parcialmente la Resolución CREG 147 de 2015

Artículo 5. Vigencia. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial* y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Bogotá, D.C. 15 MAYO 2017



RUTY PAOLA ORTIZ JARA
Viceministra de Energía
Delegada del Ministro de Minas y Energía
Presidente


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 155 DE 2017

(27 OCT. 2017)

Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las leyes 142, 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524, 2253 de 1994, 1260 de 2013, y

CONSIDERANDO QUE:

El artículo 333 de la Constitución Política establece que “el Estado, por mandato de la ley, impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional”.

El artículo 365 de la Constitución Política establece, a su vez, que “los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional”, que los mismos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, y que “en todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios”.

Los artículos 1, 2, 3 y 4 de la Ley 142 de 1994 establecen que los servicios públicos domiciliarios son esenciales y que la intervención del Estado está encaminada, entre otros fines, a conseguir su prestación eficiente, asegurar su calidad, ampliar su cobertura, permitir la libre competencia y evitar el abuso de la posición dominante. Esto mediante diversos instrumentos expresados, entre otros, en las funciones y atribuciones asignadas a las entidades en materia de servicios públicos, a las cuales le corresponde expedir la normativa en diferentes materias como es la gestión y obtención de recursos para la prestación de servicios, la fijación de metas de eficiencia, cobertura, calidad y su evaluación, la definición del régimen tarifario, la organización de sistemas de información, la neutralidad de la prestación de los servicios, entre otras.

Handwritten signatures and initials

Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones

Los artículos 14.18 y 69 de la Ley 142 de 1994 prevén a cargo de las comisiones de regulación la atribución de regular el servicio público respectivo con sujeción a la ley y a los decretos reglamentarios como una función de intervención sobre la base de lo que las normas superiores dispongan para asegurar que quienes presten los servicios públicos se sujeten a sus mandatos. El ejercicio de dicha atribución ha sido definida legalmente como la facultad de dictar normas de carácter general o particular en los términos de la Constitución y la ley, para someter la conducta de las personas que presten los servicios públicos domiciliarios y sus actividades complementarias a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y los reglamentos.

En relación con lo anterior y atendiendo el análisis que se ha hecho del alcance y la finalidad que comprende dicha atribución, se debe tener en cuenta entonces que la regulación y las medidas regulatorias que se adopten por parte de esta Comisión, deben propender, entre otros fines, por la convergencia entre los intereses colectivos que persigue la prestación de los servicios públicos, como por aquellos intereses de las empresas en relación con la competencia, la iniciativa privada y la libertad de empresa, entendidas como la existencia de *“relaciones jurídicas de equilibrio entre usuarios y las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios”*¹.

Dicha convergencia, a través de los mecanismos regulatorios, debe garantizar el equilibrio entre la libertad económica (incentivo económico), la promoción de intereses colectivos concretos y la prestación de servicios públicos, es decir, la regulación ha de propender por hacer compatibles los intereses privados, que actúan como motor de la actividad económica, con la satisfacción de las necesidades colectivas². Sobre este punto expone la H. Corte Constitucional ha expuesto lo siguiente:

“Los órganos de regulación han de ejercer sus competencias con miras a alcanzar los fines que justifican su existencia en un mercado inscrito dentro de un Estado social y democrático de derecho. Estos fines se pueden agrupar en dos clases, a pesar de su variedad y especificidad. La primera clase comprende los fines sociales que el mercado por sí mismo no alcanzará, según las prioridades de orden político definidas por el legislador y de conformidad con el rango temporal que éste se ha trazado para alcanzarlos. La segunda clase abarca los fines económicos atinentes a procurar que el mercado funcione adecuadamente en beneficio de todos, no de quienes dentro de él ocupan una posición especial de poder, en razón a su predominio económico o tecnológico o en razón a su acceso especial al proceso de toma de decisiones públicas tanto en el órgano legislativo como en los órganos administrativos clásicos”.

(...)

“La regulación, en tanto que mecanismo de intervención del Estado, busca garantizar la efectividad de los principios sociales y el adecuado funcionamiento del mercado (...)”³ (Resaltado fuera de texto)

1 Corte Constitucional, Sentencia C- 075 de 2006.

2 Corte Constitucional, Sentencia C-353 de 2006.

3 Corte Constitucional, Sentencia C-150 de 2003.

Cual
S/A

1

Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones

Esto, teniendo en cuenta que la jurisprudencia constitucional⁴ ha precisado que la regulación, como mecanismo de intervención del Estado en la economía, así como las funciones que en esta materia le han sido atribuidas a las comisiones de regulación en materia de servicios públicos domiciliarios, se debe ejercer a fin de garantizar la prestación eficiente de los servicios, en este caso de energía eléctrica y gas combustible, el buen funcionamiento del mercado, los fines sociales del Estado⁵, la corrección de las imperfecciones del mercado⁶, así como la satisfacción del interés general, entre otros.

El artículo 34 de la Ley 142 de 1994 dispone que “las empresas de servicios públicos, en todos sus actos y contratos, deben evitar privilegios y discriminaciones injustificadas, y abstenerse de toda práctica que tenga la capacidad, el propósito o el efecto de generar competencia desleal o de restringir en forma indebida la competencia”, estableciendo para el efecto, entre otras, qué prácticas son consideradas como restricción indebida a la competencia, dentro de las que se destaca la establecida en su numeral 34.6, que estipula como una de ellas, “el abuso de la posición dominante al que se refiere el artículo 133 de esta Ley, cualquiera que sea la otra parte contratante y en cualquier clase de contratos”.

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.

La Ley 401 de 1997 dispuso en el párrafo 2 de su artículo 11 que “las competencias previstas en la Ley 142 de 1994 en lo relacionado con el servicio público domiciliario, comercial e industrial de gas combustible, sólo se predicarán en los casos en que el gas se utilice efectivamente como combustible y no como materia prima de procesos industriales petroquímicos”. En dicha norma se establece que el gas combustible que se transporte por red física a todos los usuarios del territorio nacional, se regirá por las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994, con el propósito de asegurar una prestación eficiente del servicio público domiciliario.

De acuerdo con lo establecido en el literal a) del artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994, es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, 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, 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.

4 Ver entre otras las sentencias de la H. Corte Constitucional C-150 de 2003, C-1162 de 2000, C-186 de 2011.

5 Corte Constitucional, Sentencia C-075 de 2006.

6 Corte Constitucional, Sentencia C-150 de 2003, C-1120-05 Consejo de Estado, Sala de lo contencioso administrativo, Sección primera, Consejero ponente: doctor: Rafael E. Ostau de Lafont Pianeta, Bogotá, D.C., treinta (30) de abril de dos mil nueve (2009), Núm. Rad.: 11001 032400020040012301.

Cand
ANTO
/

Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones

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 combustible. Así mismo, es derecho de todas las empresas, construir, operar y modificar sus redes e instalaciones para prestar los servicios públicos, para lo cual cumplirán con los mismos requisitos exigidos por la ley a todos los prestadores, como lo garantiza el artículo 28 de la Ley 142 de 1994.

Las personas jurídicas que produzcan para ellas mismas, o como consecuencia o complemento de su actividad principal, los bienes y servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos, pueden prestar las actividades que integran el servicio público, para lo cual deben sujetarse a la Ley 142 de 1994 en sus actos o contratos que celebren para suministrar los bienes o servicios cuya prestación sea parte del objeto de las empresas de servicios públicos, a otras personas en forma masiva, o a cambio de cualquier clase de remuneración, y están obligadas a constituirse en empresas de servicios públicos cuando la comisión así lo exija, como está previsto en dicha Ley, como lo prevén los artículos 15 y 16 de la Ley 142 de 1994.

El literal b) del artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994 determina que corresponde a la CREG expedir regulaciones específicas para el uso eficiente del gas combustible por parte de los consumidores. Así mismo, de acuerdo con lo establecido en el literal c) del artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994, es función de la CREG establecer el reglamento de operación para regular el funcionamiento del mercado mayorista de gas combustible.

Ley 401 de 1997 en su artículo 3 le atribuyó a la CREG la función de 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.

Mediante la Resolución CREG 071 de 1999, la cual ha sido modificada, adicionada y complementada, entre otras, por las resoluciones CREG 084 de 2000, 028 de 2001, 102 de 2001, 014 de 2003, 054 de 2007, 041 de 2008, 077 de 2008, 154 de 2008, 131 de 2009, 187 de 2009, 162 de 2010, 169 de 2011, 171 de 2011, 078 de 2013 y 089 de 2013, la CREG adoptó el reglamento único de transporte de gas natural, RUT, mediante el cual se busca en relación con el Sistema Nacional de Transporte: i) garantizar el acceso abierto y sin discriminación; ii) crear las condiciones e instrumentos para la operación eficiente, económica y confiable; iii) facilitar el desarrollo de mercados de suministro y transporte de gas; iv) estandarizar prácticas y terminología para la industria de gas y; v) fijar normas y especificaciones de calidad del gas transportado.

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

[Handwritten signature and initials]

27 OCT. 2017

Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones

El numeral 6 del artículo 11 de la Ley 142 de 1994 establece la función social de la propiedad en las entidades prestadoras de servicios públicos, ya sea esta pública o privada. De acuerdo con esto, las entidades que presten servicios públicos tienen la obligación de facilitar el acceso e interconexión de otras empresas o entidades que prestan servicios públicos, o que sean grandes usuarios de ellos, a los bienes empleados para la organización y prestación de los servicios.

En concordancia con lo anterior, el artículo 39 de la Ley 142 de 1994 establece la posibilidad de suscribir contratos en virtud de los cuales dos o más entidades prestadoras de servicios públicos regulen el acceso compartido o de interconexión de bienes indispensables para la prestación de servicios públicos, mediante el pago de remuneración o peaje razonable. Así mismo, si las partes no se convienen en dicho contrato, en virtud de la Ley 142 de 1994 la comisión de regulación correspondiente podrá imponer una servidumbre de acceso o de interconexión a quien tenga el uso del bien.

Con base en las atribuciones regulatorias previstas en la Ley 142 de 1994 y la Ley 401 de 1997, mediante de las disposiciones que hacen parte del RUT, Resolución CREG 071 de 1999, modificada, ajustada y adicionada por las resoluciones CREG 041 de 2008, 169 de 2011, 171 de 2011, se reguló el acceso al Sistema Nacional de Transporte - SNT y sus servicios, así como la responsabilidad y propiedad de la conexión y de los puntos de entrada y salida. De acuerdo con lo establecido en estas disposiciones, en atención a lo dispuesto en la Ley 142 de 1994, dentro de las reglas y condiciones operativas del RUT se consagra el principio y garantía del principio de libre acceso a los sistemas y/o servicios de transporte del SNT, de forma no discriminatoria, siempre que dicho acceso se ajuste a lo dispuesto en el RUT.

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

El artículo 1 del Decreto 1710 de 2013 establece que al expedir el reglamento de operación del mercado mayorista de gas natural la CREG podrá “establecer los lineamientos y las condiciones de participación en el mercado mayorista, las modalidades y requisitos mínimos de ofertas y contratos, los procedimientos y los demás aspectos que requieran los mecanismos de comercialización de gas natural y de su transporte en el mercado mayorista” y “señalar la información que será declarada por los participantes del mercado y establecer los mecanismos y procedimientos para obtener, organizar, revisar y divulgar dicha información en forma oportuna para el funcionamiento del mercado mayorista de gas natural”.

La Resolución CREG 114 de 2017 regula los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural y allí se incorporan el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro y del transporte del gas natural utilizado efectivamente como combustible que se realicen en el mercado primario y en el mercado secundario.

COPY
[Handwritten signature and initials]

Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones

Los Códigos Civil y de Comercio regulan los elementos de existencia, validez y eficacia de los contratos de suministro, compraventa y transporte en el marco del derecho privado y bajo los principios que rigen los negocios jurídicos y contratos, dentro de los cuales se encuentra el principio de autonomía de la voluntad. En este sentido el artículo 32 de la Ley 142 de 1994 establece que los actos de todas las empresas de servicios públicos, así como los requeridos para la administración y el ejercicio de los derechos de todas las personas que sean socias de ellas, en lo no dispuesto en esta Ley, se regirán exclusivamente por las reglas del derecho privado.

Sin perjuicio de lo anterior, los aspectos contractuales regidos por la Ley 142 de 1994 y la regulación expedida por esta Comisión deben interpretarse de acuerdo con los principios que contiene el título preliminar de dicha norma, en la forma que mejor garantice la libre competencia y que mejor impida los abusos de la posición dominante, tal como ordena el artículo 333 de la Constitución Política; y que más favorezca la continuidad y calidad en la prestación de los servicios.

Mediante la Resolución CREG 047 de 2014 la Comisión puso en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario. Allí se expuso la necesidad de analizar y revisar la implementación de alternativas desde el punto de vista regulatorio, incluido el mecanismo de *Open Season*, para llevar a cabo extensiones y expansiones al sistema de transporte de gas natural.

Mediante el Decreto 1073 de 2015 se expidió el “Decreto Reglamentario Único Sectorial del Sector Administrativo de Minas y Energía”, el cual en su Título II establece las disposiciones reglamentarias en materia de gas natural y en su Capítulo 3 incorpora disposiciones particulares para la actividad de transporte de gas natural.

Frente a lo anterior, se debe tener en cuenta que la regulación es una actividad continua que comprende el seguimiento de la evolución del sector correspondiente y que implica la adopción de diversos tipos de decisiones y actos adecuados tanto a orientar la dinámica del sector hacia los fines que la justifican en cada caso, como a permitir el flujo de actividad socio-económica respectivo. De esto hace parte igualmente el seguimiento del comportamiento de los agentes, a fin de orientar sus actividades dentro de los fines perseguidos en materia de servicios públicos, de acuerdo con lo previsto en la Ley 142 de 1994⁷.

El Gobierno Nacional expidió el Decreto 2345 de 2015 mediante el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural. Dentro del contenido de esta norma se establece lo siguiente:

⁷ Corte Constitucional, Sentencia C-150 de 2003.

Cuf
A/E
2
1

Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones

- El artículo 2.2.2.1.4 define la confiabilidad como “la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural de prestar el servicio sin interrupciones de corta duración ante fallas en la infraestructura” y adicionalmente define la seguridad de abastecimiento como “la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, bajo condiciones normales de operación, para atender la demanda en el mediano y largo plazo”.
- El artículo 2.2.2.2.28 establece que “Con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, el Ministerio de Minas y Energía adoptará un Plan de Abastecimiento de Gas Natural para un período de diez (10) años”. En este artículo también se establece que “En el lapso comprendido entre la expedición del presente decreto y la expedición del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, el Ministerio de Minas y Energía podrá adoptar un Plan Transitorio de Abastecimiento, en el cual se incluyan los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural en el corto plazo”.
- El artículo 2.2.2.2.29 establece que la CREG deberá expedir regulación aplicable a los proyectos incluidos en el plan de abastecimiento de gas natural. En particular en el numeral 1 de este artículo se establece que la CREG debe adoptar los “Criterios para definir cuáles proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural podrán ser desarrollados, en primera instancia, por un agente como complemento de su infraestructura existente y cuáles se realizarán exclusivamente mediante mecanismos abiertos y competitivos”.
- El artículo 2.2.2.2.29 también establece la posibilidad de realizar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural a través de mecanismos abiertos y competitivos.
- El párrafo del artículo 2.2.2.2.29 establece que “La UPME será responsable de la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos a los que se refiere este artículo”.

Ahora, dentro de esta misma norma, el párrafo 1° del artículo 2.2.2.2.28 en relación con el Plan de Abastecimiento de Gas Natural se establece lo siguiente:

“Artículo 2.2.2.2.28. Plan de Abastecimiento de Gas Natural. (...)

Parágrafo 1°. El Plan de Abastecimiento de Gas Natural busca asegurar que las obras requeridas para garantizar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento se ejecuten y entren en operación de manera oportuna. **Este Plan no restringe la libertad que tienen los agentes transportadores de realizar ampliaciones o expansiones en el SNT previo cumplimiento de la normatividad vigente.** (Resaltado fuera de texto)

Teniendo en cuenta esta consideración, la Comisión expidió inicialmente la propuesta regulatoria de la Resolución CREG 037 de 2016, Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se define el proceso de *Open*

Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones

Season para, la construcción, de ampliaciones de capacidad y mantenimiento de facilidades de ampliaciones de capacidad de transporte de gas natural y se adoptan otras disposiciones en materia de asignación de capacidad de transporte de gas natural⁸.

En relación con lo anterior, las propuestas regulatorias de las resoluciones CREG 037 y CREG 038 de 2017, está última expedida de manera definitiva a través de la Resolución CREG 107 de 2017 y en atención a lo previsto en el Decreto 2345 de 2015, están enfocadas de manera general a generar una mayor capacidad de transporte en el SNT, en algunos casos, en la infraestructura existente, así como en otros eventos a fin de generar nueva infraestructura a través de infraestructura nueva que no se encuentra embebida dentro de la infraestructura existente. En el caso de los *Open Seasons*, el desarrollo de la regulación se sustenta en un mecanismo de mercado que parte de la iniciativa privada, en el cual el interés de la oferta y la demanda confluyen e interactúan, desarrollando procedimientos a fin de generar la construcción de infraestructura de transporte para atender una demanda específica, revelando el interés de dicha demanda para la ejecución de estos proyectos; mientras que en el caso de la Resolución CREG 107 de 2017, dichos mecanismos atienden los lineamientos hechos por la política del Gobierno Nacional en materia de abastecimiento y seguridad en el abastecimiento.

Así mismo, los procesos ligados al mecanismo de *Open Season* se venían desarrollando de manera paralela a los instrumentos definidos en la regulación entre los agentes transportadores y participantes de la demanda. De acuerdo con esto, el resultado de estos procedimientos, entre otros, con respecto a los contratos de transporte y la puesta en operación comercial de una infraestructura en materia de transporte de gas natural y que haga parte del SNT, se enmarcan y hacen parte de la actividad de transporte como parte de la prestación del servicio público domiciliario de gas natural, razón por la cual, estos se deben sujetarse al cumplimiento de los fines y principios que rigen la prestación del servicio público domiciliario de gas natural, así como a la regulación que se expida en materia de transporte de gas natural por parte de esta Comisión, incluyendo el RUT en la medida que hagan parte del Sistema Nacional de Transporte - SNT.

Durante el período de consulta, mediante los siguientes radicados se recibieron comentarios a la Resolución CREG 037 de 2016:

⁸ Se expuso por parte de la Comisión en dicho acto administrativo: "De acuerdo con lo anterior, la Comisión establece que cuenta con la competencia de acuerdo con las atribuciones previstas en la Ley 142 de 1994 y el artículo 11 de la Ley 401 de 1997 de expedir medidas regulatorias que establezcan alternativas regulatorias compatibles a las que actualmente existen dentro de la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010, las cuales hacen referencia a llevar a cabo expansiones en la capacidad en el sistema de transporte mediante Loops y compresores a través del esquema de incentivos y transportador por contrato, así como de los cargos regulados; donde dichas alternativas estén enfocadas a llevar a cabo incrementos determinados y específicos de la capacidad de transporte, así como asignaciones transparentes de la capacidad existente, de acuerdo con el interés de los agentes que participan en el mercado de transporte de gas natural, regulando de manera clara los parámetros y procedimientos que se vayan a llevar a cabo por parte de los agentes y la demanda, articulando los intereses y coordinando la forma como interactúan y manifiestan los requerimientos de expansión en transporte por parte de dichos agentes, así como garantizando el acceso y participación de los agentes en igualdad de condiciones."

Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones

RADICADO	AUTOR COMENTARIO
E-2016-005365	ANDEG
E-2016-005778	TGI GRUPO ENERGIA DE BOGOTÁ
E-2016-005888	CNE OIL & GAS S.A.S. y su afiliada GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA
E-2016-006120	INVERCOLSA INVERCOLSA
E-2016-006189	PROMIGAS S.A. E.S.P.
E-2016-006252	CNE OIL & GAS S.A.S. y su afiliada GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA
E-2016-006253	CNE OIL & GAS S.A.S. y su afiliada GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA
E-2016-006256	ASOCIACION COLOMBIANA DE GAS NATURAL -NATURGAS-
E-2016-006263	NATURGAS
E-2016-006282	CNE OIL & GAS S.A.S. y su afiliada GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA
E-2016-006288	EMGESA S.A. ESP
E-2016-006290	EPM
E-2016-006293	ECOPETROL
E-2016-006295	TGI S.A E.S.P.
E-2016-006297	CELSIA
E-2016-006299	Gas Natural Fenosa
E-2016-006300	Andesco
E-2016-006302	ACP
E-2016-006303	ACOLGEN
E-2016-006304	Empresa: Corona Industrial SAS
E-2016-006305	PROMIGAS
E-2016-006306	Empresa: Diaco S.A.
E-2016-006313	Empresa: Alfagres S.A.
E-2016-006314	Empresa: Cerro Matoso S.A.
E-2016-006318	Empresa: GROUPE SEB COLOMBIA S.A.
E-2016-006321	ANDI
E-2016-006323	Empresa: Yara
E-2016-006339	Empresa: INGREDION COLOMBIA S.A.
E-2016-006341	Empresa: SEATECH INT.
E-2016-006342	Empresa: CRISTALERIA PELDAR SA
E-2016-006356	TGI S.A E.S.P.
E-2016-006365	Empresa: ASOENERGÍA
E-2016-006366	Empresa: GOODYEAR DE COLOMBIA S.A
E-2017-000097	CNOG

Ahora bien, en desarrollo de lo manifestado por algunos de los agentes dentro del proceso de consulta de la Resolución CREG 037 de 2016⁹, así como atendiendo los objetivos, la finalidad y el alcance de la expedición de la Resolución CREG 107 de 2014, así como de la propuesta regulatoria de la Resolución CREG 143 de 2017¹⁰, esta Comisión considera que estas regulaciones deben efectivamente estar dirigidas entre otras, a generar una mayor oferta de gas natural al mercado, así como generar una mayor capacidad de transporte en el SNT, donde para el caso de los *Open Season* ésta alternativa regulatoria ha de estar enfocada a llevar a cabo incrementos determinados y específicos de la capacidad de transporte en proyectos de infraestructura de transporte de gas natural asociados con

9 Ver comentarios con radicados CREG E-2016-006313, e-2016-006314, E-2016-006365, E-2016-006342, E-2016-006318, E-2016-006339, E-2016-006323, E-2016-006304, E-2016-006306, E-2016-006641, E-2016-006366.

10 Por la cual se establecen medidas regulatorias en relación con la definición y aplicación del gasoducto de conexión en materia de transporte de gas natural.

Ced
A
A

Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones

extensiones y otros gasoductos **diferentes**¹¹ a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, articulando los intereses y coordinando la forma como interactúan y manifiestan los requerimientos de capacidad de transporte por parte de dichos agentes, promoviendo la existencia de nuevos mercados de transporte de gas natural, en relación con el acceso a los usuarios, así como la gestión y obtención de los recursos para asegurar la prestación de dichos servicios.

En relación con lo anterior, se advierte que las medidas regulatorias que se expiden deben permitir el cumplimiento de los fines y objetivos perseguidos por la Ley y la regulación en materia de servicios públicos domiciliarios, así como armonizarlas con la participación de los agentes tanto a nivel de oferta y demanda, dentro del marco del principio de la autonomía de la voluntad negocial. En este caso, se considera que regular el procedimiento como se lleva a cabo los *Open Season*¹² es un mecanismo abierto, razonable, aplicable y competitivo dentro de las medidas regulatorias que se adopten, toda vez que a través de este mecanismo de mercado se revelan los costos eficientes de las inversiones.

Es así que, la medida de intervención que se propone se considera como una alternativa viable, toda vez que permite dar cumplimiento a los objetivos propuestos en el marco del cumplimiento de los fines y principios a los que se rige la prestación de los servicios públicos domiciliarios y en particular para la actividad de transporte de gas desde el punto de vista regulatorio, contribuyendo a contar con alternativas flexibles que permitan generar una mayor y nueva capacidad de transporte.

Así mismo, los costos de implementación e impacto por parte de la demanda han de considerarse eficientes, toda vez que están relacionados con la disponibilidad a pagar por parte de la demanda no regulada, proponiendo una referencia eficiente para la demanda regulada, así como buscar establecer lineamientos para realizar un trato neutral y objetivo en relación con los participantes del *Open Season*. En este caso los incrementos en la capacidad de transporte por nueva infraestructura están sujetos al interés de la demanda desde el punto de vista económico que concrete la suficiencia y justifique la ejecución del proyecto.

Teniendo en cuenta lo anterior esta Comisión considera procedente, pertinente y razonable expedir medidas regulatorias en relación con la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros

¹¹ Se entiende que estos corresponden a gasoductos que no están listados en los artículos 21 y 22 de la Resolución CREG 126 de 2010, pero que hacen parte de sistemas independientes como proyectos nuevos que no están embebidos en la red existente, diferentes a los gasoductos troncales y ramales de un transportador existente que cuenta con cargos regulados, ampliaciones de capacidad de transporte, gasoductos dedicados y de conexión, pero que los mismos no estarían prohibidos o restringidos frente a una posible solicitud de cargos en el marco de la Resolución CREG 126 de 2010, en la medida que estos han de considerarse eficientes y están destinados a la prestación del servicio público domiciliario.

¹² El *open season* es un proceso en el que el interesado en desarrollar un proyecto establece términos y parámetros técnicos del proyecto e invita a los potenciales usuarios a que presenten sus propuestas para contratar capacidad de transporte de ese proyecto. El propósito de este proceso es asegurar que todos los interesados conocen los términos del nuevo proyecto y determinar que hay suficiente interés por parte de la demanda de tal manera que se pueda continuar con el proyecto, de acuerdo a literatura especializada.

Cuy
SAB
23

Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones

gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión.

Con base en lo establecido en el artículo 4 del Decreto 2897 de 2010¹³, reglamentario de la Ley 1340 de 2009, se respondió el cuestionario establecido por la Superintendencia de Industria y Comercio para efectos de evaluar la incidencia sobre la libre competencia de los mercados, donde aplicando las reglas allí previstas, la respuesta al conjunto de preguntas fue negativa, en la medida en que no plantea ninguna restricción indebida a la libre competencia.

En el Documento CREG 087 de octubre 27 de 2017 se transcribe el cuestionario y se da respuesta a los comentarios recibidos en materia de *Open Season*, así como se precisan los ajustes realizados a la versión propuesta en la Resolución CREG 037 de 2016.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó el presente acto administrativo en la sesión No. 810 del 27 de octubre de 2017.

RESUELVE:

Capítulo 1. Disposiciones generales

Artículo 1. Objeto. Definir la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad¹⁴, gasoductos dedicados y de conexión.

Se entienden como otros gasoductos, aquellos eventos que no estén listados en los artículos 21 y 22 de la Resolución CREG 126 de 2010, que corresponden a sistemas independientes, como proyectos nuevos que no están embebidos en la red de un transportador con infraestructura existente, diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión.

Artículo 2. Alcance. El alcance de la presente resolución está dirigido a establecer mecanismos competitivos de mercado para fomentar el desarrollo de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión. Las medidas expedidas mediante la presente resolución se sujetan al cumplimiento de los siguientes principios:

a. Eficiencia económica: Los mecanismos de mercado y procedimientos que se definan de la aplicación de un *Open Season* deben reflejar el interés de la demanda desde el punto de vista económico en cuanto a su disponibilidad a pagar, que concrete la suficiencia y justifique la ejecución de un proyecto que permita una mayor capacidad de transporte, dentro de un marco de

¹³ Se debe precisar que estas disposiciones se encuentran recogidas actualmente en los numerales 2.2.2.30 y siguientes del Decreto 1074 de 2015.

¹⁴ Ampliaciones de capacidad: se considerarán ampliaciones de capacidad a *Loops* y Estaciones de compresión sobre una infraestructura existente o cuando la construcción de infraestructura nueva vaya a estar inmersa o embebida en el sistema de un transportador existente.

[Handwritten signatures and initials]

Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones

sostenibilidad en el largo plazo. En el caso de la demanda regulada dicha disponibilidad está sujeta a los cargos regulados expedidos por parte de esta Comisión.

b. Eficiencia en la asignación: Los mecanismos y procedimientos que se definan deberán llevar a los agentes a incurrir en menores costos posibles, buscando optimizar y obtener el mayor grado de beneficio o rendimiento a los usuarios en relación con la capacidad de transporte que se asigne.

c. Transparencia y publicidad: Corresponde a la posibilidad que tiene la demanda de contar con la información necesaria a efectos de participar y conocer la forma en que se llevarán a cabo los mecanismos y procedimientos que se definan en la presente resolución.

d. Libre participación, No discriminación y neutralidad en el tratamiento a los agentes e interesados: Los agentes interesados podrán participar en igualdad de condiciones dentro de los mecanismos y procedimientos que se definan en la presente resolución. Los promotores que lleven a cabo el procedimiento de *Open Season* deben garantizar un tratamiento igualitario a los participantes en el proceso siempre que estos tengan las mismas características, entre otros, en relación con la publicidad de la información.

e. Libre acceso a la infraestructura de transporte de gas natural: Carácter de interés público que adquiere la infraestructura de transporte de gas utilizada para el servicio público domiciliario de gas natural de acuerdo con lo previsto en la Ley 142 de 1994, el Decreto 1073 de 2015 y el desarrollo hecho por la regulación de la CREG.

Artículo 3. Ámbito de aplicación. La presente resolución aplica a todos los participantes del mercado de gas natural.

Artículo 4. Definiciones. Para la interpretación y aplicación de esta resolución se tendrán en cuenta las siguientes definiciones, además de las contenidas en la Ley 142 de 1994, los decretos del Gobierno Nacional y las resoluciones expedidas por parte de esta Comisión:

Agente proveedor de construcción: El agente proveedor de construcción será el encargado de la procura, instalación y mantenimiento de obras de transporte de gas natural producto del *Open Season*.

Curva S: En el contexto de la presente resolución, gráfico que muestra en la ordenada el porcentaje estimado de avance de un proyecto durante el tiempo de ejecución y en la abscisa el tiempo transcurrido. Este gráfico debe mostrar como mínimo la curva de avance programado y la curva de avance ejecutado.

Extensiones: Infraestructura de transporte de gas que no está embebida en los sistemas de transporte en operación de un transportador existente. Corresponden a los gasoductos definidos en los artículos 21 y 22 de la Resolución CREG 126 de 2010 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Cull
H/13
^

Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones

Puesta en operación comercial, POC. Fecha en la cual se prevé la puesta en operación de un proyecto resultado de un *Open Season*. A partir de dicha fecha el transportador definido en las bases del *Open Season* será el responsable de la prestación del servicio, administración, operación y mantenimiento de la infraestructura de transporte.

Open Season: Proceso en el cual el promotor de un proyecto de infraestructura de transporte correspondiente a extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión: i) identifica los requerimientos de nueva capacidad de transporte; ii) lleva a cabo los procedimientos y etapas de acuerdo con lo establecido en la presente resolución; iii) propone términos básicos y parámetros de diseño y ejecución de nueva infraestructura de transporte.

Participantes en el Open Season: Atendiendo los procedimientos y etapas definidas en la presente resolución, corresponderán a los interesados en contratar capacidad de transporte, inscritos de acuerdo con lo dispuesto en las bases de participación en el *Open Season*.

Promotor: Agente interesado en desarrollar una obra de infraestructura de transporte de gas natural. El promotor puede ser, un agente proveedor de construcción, un agente transportador, agentes contratados o conformados por productores, la industria o la demanda de gas natural en general.

Transportador con infraestructura existente: En el contexto de la presente resolución, corresponde a un transportador que es propietario y/u opera un sistema de transporte que tiene cargos aprobados por la CREG, respecto de la cual se pretende llevar a cabo una extensión u otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión mediante el proceso de *Open Season*.

Artículo 5. Siglas. Para efectos de la presente Resolución se tendrán en cuenta las siguientes siglas:

AOM:	Administración, operación y mantenimiento
CNOG:	Consejo Nacional de Operación de Gas Natural
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas
MME:	Ministerio de Minas y Energía
POC:	Puesta en operación comercial
RUT:	Reglamento único de transporte de gas natural
SNT:	Sistema nacional de transporte de gas natural
SSPD:	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
UPME:	Unidad de Planeación Minero Energética

Artículo 6. Requerimientos mínimos del Promotor. En general, cualquier interesado puede constituirse o actuar como promotor, incluyendo agentes contratados por productores, industria, transportadores o la demanda en general. Los siguientes son los requerimientos mínimos y las condiciones

Aut
[Handwritten signature]
/

Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones

señaladas para actuar en calidad de promotor para efectos de la presente resolución:

- a. Corresponder a una sociedad comercial legalmente constituida, la cual dentro de su objeto social cuente con actividades relativas a la gestión de proyectos de infraestructura en materia de hidrocarburos.
- b. Para el caso en el que el promotor esté compuesto por uno o varios productores, deberán contar con reservas o recursos contingentes que respalden el proyecto a desarrollar mediante el proceso del *Open Season*, debidamente certificadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH.
- c. Para el caso de otros agentes interesados, tales como agentes que representen demanda de gas natural, dichos agentes deberán acreditar y representar el interés de usuarios regulados y/o no regulados, cuya intensión sea el adquirir compromisos mediante la suscripción de contratos de transporte como mínimo de 5 MMPCD.
- d. En caso de que el promotor sea agente transportador deberá estar inscrito en el RUPS de la SSPD.

Parágrafo. En el evento en el que un promotor no corresponda a una empresa prestadora de servicios públicos E.S.P. que cuente con la actividad de transporte de gas natural, dicho agente deberá constituirse como tal en los términos de la Ley 142 de 1994 y la regulación expedida por la CREG a efectos de celebrar y suscribir los contratos de transporte que se deriven del proceso de *Open Season*, así como para llevar a cabo la puesta en operación comercial – POC de la infraestructura de transporte, para lo cual, deberá atender las disposiciones vigentes sobre separación de actividades e interés económico aplicables previstas en la Resolución CREG 057 de 1996 o aquellas que la modifiquen o sustituyan, así como dar cumplimiento a las obligaciones y responsabilidades derivadas de la prestación del servicio de transporte que para el efecto establece la ley y la regulación.

En este sentido, los contratos de transporte derivados de un *Open Season* solo podrán ser celebrados y suscritos por un agente que tenga la calidad de transportador de gas natural, sujeto a la ley y la regulación expedida por la CREG.

Artículo 7. Responsabilidades y obligaciones del promotor. Aquella persona o agente que actúe en calidad de promotor debe dar cumplimiento a las siguientes responsabilidades y obligaciones a efectos de desarrollar el proceso de *Open Season*, para lo cual debe adelantar como mínimo los siguientes análisis y gestiones:

1. Estructuración del proyecto: Esto incluye las labores desde la recopilación de la información de la demanda potencial del proyecto hasta la POC.
2. Establecer las bases de participación en el *Open Season* para interesados en contratar la capacidad.

Handwritten signature and initials

Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones

3. Realizar un análisis de la demanda interesada en la capacidad de transporte a efectos de determinar los requerimientos de capacidad la infraestructura de transporte.
4. Informar a la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME sobre las características del proyecto.
5. Solicitar la factibilidad de la conexión al transportador con infraestructura existente cuando la infraestructura se conecte a un gasoducto existente atendiendo las disposiciones del RUT incorporadas en la Resolución CREG 169 de 2011 o aquellas que la modifiquen, deroguen o sustituyan.
6. Análisis técnico- económico preliminar de opciones de expansión, el cual incluya como mínimo: i) proyección de demanda; ii) capacidad asignada; iii) trazado del proyecto, y, iv) punto de conexión en el SNT.
7. Divulgación del proyecto a los participantes y posibles interesados en contratar capacidad de transporte a través de mecanismos transparentes y de acceso público.
8. Toda la información de los numerales anteriores deberá ser compilada y publicada en el sitio web del promotor para ser de público conocimiento por parte de los agentes y demás interesados en el mercado de transporte de gas natural.

Artículo 8. Remuneración del promotor. Los ingresos del promotor serán definidos en las bases de participación los cuales incluirán el monto, duración y demás condiciones del pago y podrán ser ajustados acorde a la libre negociación entre el promotor y los interesados.

Artículo 9. Auditoría. Todos los proyectos que se ejecuten bajo procesos de *Open Season* acorde al alcance de la presente resolución deberán contar con una firma auditora, la cual deberá ser seleccionada a partir de los requisitos definidos por el por el CNOG en el artículo 10.

El auditor seleccionado para el proyecto deberá comunicar a los participantes del *Open Season*, informes sin ambigüedades con mínimo la siguiente información:

- a) Reporte de estado de avance del proyecto: El auditor deberá presentar un informe de acuerdo con los plazos establecidos en las bases del *Open Season*, donde se presente el resultado de verificación del cumplimiento del cronograma de construcción y puesta en operación del proyecto, de la curva S y de las características técnicas establecidos para el proyecto. El informe deberá explícitamente indicar el tiempo de atraso en números enteros según el cronograma y la curva S, atendiendo el cronograma de construcción y puesta en operación de la infraestructura de transporte derivada del *Open Season*.

Cuy
1/1/17
A

Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones

En caso de incumplimiento de requisitos técnicos del proyecto el informe deberá indicar las desviaciones en los requisitos respecto de las normas y estándares aplicables según el proyecto.

Los reportes de estado de avance incluyendo la curva S deberán informarse formalmente a los adjudicatarios de la capacidad del *Open Season*. En todo caso al Auditor deberá aclarar las inquietudes de avance del proyecto que les soliciten los agentes antes mencionados.

- b) Un informe final en donde certifique que el proyecto se ajusta a los requerimientos establecidos en el artículo 19, así como que el proyecto se encuentra listo para su entrada en operación.
- c) Cuando se configure un incumplimiento insalvable de acuerdo con lo establecido entre los participantes del *Open Season* y el promotor, deberá presentar un informe de manera inmediata en donde se ponga en conocimiento tal situación. Este informe deberá acompañarse de un inventario de las obras ejecutadas e indicar el avance porcentual de cada una.
- d) Los demás informes que sobre temas específicos acuerden los adjudicatarios de la capacidad de transporte del *Open Season*.

Parágrafo. El promotor deberá entregar al auditor toda la información que este requiera para el cumplimiento de sus obligaciones, incluyendo aquellos eventos en que el promotor sea distinto al agente proveedor de construcción.

Artículo 10. Requisitos técnicos del Auditor. El CNOG en un plazo no mayor a 4 meses contados a partir de la publicación de la presente resolución definirá un listado de los requisitos técnicos que deben tener y dar cumplimiento los agentes auditores para los tipos de proyectos a desarrollar acorde con la presente resolución que se lleven a cabo como resultado de los *Open Season*. Para ser seleccionado como auditor además de los requerimientos técnicos definidos al interior del CNOG, no podrá tener ningún tipo de vinculación económica con el promotor y en caso de que el promotor sea compuesto por varias firmas, tampoco podrá tener vinculación con ninguna de dichas firmas.

El plazo previsto en el presente artículo no será prorrogable e incluye que el CNOG realice la divulgación y presentación pública del listado de requisitos técnicos que deben cumplir los auditores.

Artículo 11. Remuneración del auditor. El promotor definirá en las bases del *Open Season* la forma en que se llevará a cabo la remuneración del auditor. La remuneración se podrá ajustar acorde a los requerimientos de los interesados de la capacidad.

Artículo 12. Disponibilidad a pagar en los procesos de Open Season por parte de la demanda regulada. Para los casos en que la demanda regulada esté interesada en participar en un proceso de *Open Season*, la disponibilidad a pagar estará sujeta a los cargos regulados de transporte aplicables vigentes expedidos por parte de la CREG.

Cual
A
23

Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones

Para demanda regulada que no disponga del servicio de gas natural al momento de presentar las ofertas, acorde al cronograma de las bases de participación en el *Open Season* por parte del promotor, tendrá como máxima disponibilidad a pagar el equivalente a la componente de transporte del costo unitario de prestación del servicio. Para determinar este costo unitario, el interesado deberá utilizar los criterios establecidos en la Resolución CREG 141 de 2011, o aquella que la modifique, aclare o sustituya.

El costo unitario de prestación del servicio debe incluir el suministro, transporte distribución, más la financiación de instalación interna.

Artículo 13. Solución de controversias en el *Open Season*. En el proceso de *Open Season* el promotor incluirá en las bases de participación los mecanismos para la solución de las controversias que se generen entre el promotor y los participantes en el *Open Season*, por cualquier evento desde la apertura hasta la POC, estableciendo mecanismos específicos y definidos, como mínimo para los siguientes casos:

1. Discrepancias en los resultados de las asignaciones de capacidad.
2. Incumplimientos en la ejecución de la obra de infraestructura derivada del *Open Season*.

Parágrafo. La actividad de transporte de gas natural de la cual hacen parte en el contexto de la presente resolución, los contratos de transporte resultantes del proceso de *Open Season*, así como la responsabilidad en la prestación del servicio, AOM de la infraestructura de transporte una vez se haya hecho la POC del proyecto, en el marco de la Ley 142 de 1994 y la regulación expedida por la CREG, son eventos que se encuentran sujetos a la inspección, vigilancia y control de la SSPD.

Artículo 14. Integración vertical. El agente que celebre y suscriba los contratos de transporte resultantes de un *Open Season*, así como lleve a cabo la puesta en operación comercial POC como responsable de la prestación del servicio, administración, operación y mantenimiento de la infraestructura de transporte, deberá tener la calidad de transportador, para lo cual deberá observar las disposiciones vigentes sobre separación de actividades e interés económico aplicables previstas en la Resolución CREG 057 de 1996 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Capítulo 2. Inicio del *Open Season*

Artículo 15. Eventos que inician un proceso de *Open Season*. La apertura de un *Open Season* se dará a través de la publicación de las bases de participación a que hace referencia el artículo 16 de la presente resolución.

Artículo 16. Bases de participación en el *Open Season*. El promotor consignará en las bases de participación, como mínimo, la siguiente información

Handwritten signature and initials

Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones

con el fin de que los interesados conozcan las condiciones de participación que estos tendrán dentro del proyecto:

1. Información que permita la identificación del promotor (i.e. nombre, representante legal, NIT, domicilio y dirección, información de contacto).
2. Descripción del proyecto, donde incluya como mínimo información aproximada de: i) capacidad a transportar; ii) puntos de entrada y salida; iii) presiones de recibo y entrega; iv) estimación de valor de la capacidad.
3. Cronograma del proceso de asignación de capacidad *Open Season*.
4. Cronograma de construcción y puesta en operación de la infraestructura.
5. Modalidades o tipos de contratación ofrecidos para la capacidad del servicio transporte resultante del proceso de asignación. Para cada modalidad o tipo de contrato se deberá adjuntar el texto base del contrato a suscribir.
6. Garantías mínimas para participar en el *Open Season*.
7. Garantías que entregará el promotor a los remitentes.
8. Garantías que entregarán los participantes del *Open Season* que respalden el contrato de transporte.
9. Información para inscripción en el proceso y ser participante del *Open Season*, incluida la descripción detallada de la información para presentar las solicitudes de capacidad tales como formatos y soportes requeridos.
10. Proceso de asignación de capacidad.
11. Definición del transportador que llevará a cabo la celebración y suscripción de los contratos de transporte, quien será el responsable de la prestación del servicio, AOM de la infraestructura de transporte una vez se presente la POC. Para el caso en el que el promotor no se constituya como un transportador en los términos del artículo 6 dichos contratos deberán ser celebrados y suscritos con una empresa prestadora de servicios públicos E.S.P. que cuente con la actividad de transporte de gas natural.
12. Método de remuneración del promotor.
13. Procedimiento de reporte del estado de avance de la construcción y puesta en operación del proyecto y presentación de informes por parte del Auditor a los participantes del *Open Season*.
14. Método de remuneración del auditor.
15. Mecanismos de solución de controversias.

Cuy
1/1/17
2

Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones

Parágrafo 1° El promotor deberá mantener una lista actualizada de los participantes en el *Open Season*, que se encuentren activos dentro del proceso de asignación y firma de los contratos de capacidad.

Parágrafo 2° El promotor podrá ajustar las bases mencionadas en el presente artículo, informando a los participantes.

Parágrafo 3° El promotor y los interesados en la asignación de capacidad podrán ajustar los términos de las bases libremente, divulgando los cambios a los interesados.

Parágrafo 4° En los formatos y soportes requeridos se debe incluir en el caso de interesados de la demanda regulada la información necesaria para evaluar lo requerido en el artículo 12.

Parágrafo 5° El promotor deberá informar a la UPME la apertura del *Open Season* adjuntando una copia de las bases de participación.

Artículo 17. Divulgación del proyecto. Desde la apertura del *Open Season* hasta su POC, el promotor será el encargado de hacer la divulgación del proyecto, considerando como mínimo:

1. Las características generales del proyecto, lo cual incluya un trazado aproximado del proyecto, los diámetros de los gasoductos y capacidades de transporte.
2. La publicación de esta información debe realizarse en la página web que para el efecto defina el promotor de acuerdo con el plazo definido en el cronograma del proceso de asignación de capacidad, el cual no deberá ser inferior a 10 días calendario.
3. El promotor podrá organizar reuniones de divulgación del proyecto en las cuales presentará las características del proyecto y aclarará las inquietudes de los interesados en contratar capacidad.
4. Toda la información dentro del proceso de *Open Season* deberá ser objeto de consulta pública por parte de cualquier participante activo en el proceso en cualquier momento desde la apertura del *Open Season* hasta la POC., para lo cual esta deberá permanecer en la página web definida por el promotor.

Capítulo 3. Adjudicación de capacidad de transporte

Artículo 18. Proceso de asignación de capacidad. El proceso de asignación de capacidad deberá ser diseñado por el promotor con base en los principios de eficiencia económica, eficiencia en la asignación, transparencia y publicidad, así como de libre participación, no discriminación y neutralidad a que hacen referencia el artículo 2 de la presente resolución.

Caf
A. M. T.

Λ

Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones

El proceso determinará las capacidades de transporte a contratar por los participantes y los precios resultantes.

Artículo 19. Suscripción de contratos de transporte. Una vez se lleve a cabo el proceso de asignación de capacidad descrito en las bases de *Open Season* se suscribirán los contratos de transporte y se registrarán en el gestor del mercado atendiendo las reglas previstas en la regulación para tal efecto.

Parágrafo 1o. Una vez el promotor asigne la capacidad informará a la UPME los resultados de la asignación de la capacidad en un plazo máximo de 15 días hábiles.

Parágrafo 2º. Una vez adjudicada la capacidad de transporte, el promotor deberá comunicar a los adjudicatarios de dicha capacidad la información referente a:

a. Cronograma de construcción y puesta en operación del proyecto.

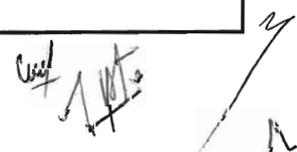
b. Dimensionamiento del proyecto donde se incluirá la capacidad de transporte Capacidad Máxima de Mediano Plazo – CMMP definida acorde a la resolución CREG 126 de 2010 o aquellas que la modifiquen o sustituyan, trazado y demás información que acuerden el promotor y los adjudicatarios de la capacidad.

Artículo 20. Incumplimiento insalvable. Una vez informado lo dispuesto en el parágrafo 2º del artículo 19 de la presente resolución, los adjudicatarios de la capacidad de transporte y el promotor definirán las situaciones que constituyen un incumplimiento insalvable y que obligan al auditor a informar respecto de la ocurrencia de ésta situación de acuerdo con el literal c del artículo 9, así como los efectos y consecuencias que se generan por estas situaciones.

Artículo 21. Alternativas en caso de que no se lleve a cabo el cierre de un *Open Season*. Ante los posibles eventos en los cuales en el proceso de *Open Season* no se lleve a cabo la suscripción de los contratos de transporte que imposibiliten la ejecución y puesta en operación del proyecto, con el fin de atender los requerimientos de capacidad de transporte con contratos suscritos, se podrá redimensionar el proyecto o adelantar un nuevo *Open Season* con la información con la que se cuente en este punto.

Capítulo 3. Construcción y POC obra de infraestructura a partir de *Open Season*

Artículo 22. Contratos para construcción de las obras de infraestructura. El promotor en caso de no llevar a cabo de forma directa la construcción y puesta en operación de la infraestructura de transporte, deberá suscribir los contratos que se requieran con sus respectivas garantías para honrar los compromisos de dichas obras con un agente proveedor de construcción, el promotor deberá informar a los participantes la información del proceso de selección y requisitos mínimos.



Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones

La información contractual y de garantías para la construcción de la obra de infraestructura, así como demás información acordada con el promotor podrá ser exigible por parte de los agentes participantes en la adquisición de la capacidad de transporte de gas en cualquier etapa de desarrollo del *Open Season* y del proyecto.

Artículo 23. Puesta en operación comercial - POC de las obras de infraestructura de *Open Season*. La información técnica del proceso constructivo y las pruebas que se hacen previamente a la puesta en operación comercial, deberá ser entregada formalmente por el promotor al transportador responsable de la prestación del servicio, AOM de la infraestructura de transporte.

El transportador existente y el transportador que opere la infraestructura producto del *Open Season*, acordarán un protocolo operativo para la operación del sistema que se conecte al SNT acorde a las directrices que define el Reglamento Único de Transporte.

Artículo 24. Cumplimiento del Reglamento Único de Transporte - RUT. La infraestructura de transporte que entre en operación como resultado de la aplicación de los procedimientos previstos en esta operación deberá dar cumplimiento a las condiciones operativas previstas en el – RUT.

Capítulo 4. Actividades posteriores a la puesta en operación comercial - POC

Artículo 25. Inversión y AOM de la infraestructura producto del *Open Season*. La remuneración de la infraestructura de transporte a nivel de inversión, como de gastos en AOM, se realizará a través del pago definido en los contratos de transporte.

Artículo 26. Facturación y pago de la capacidad asignada en el *Open Season*. La facturación de la capacidad asignada en el *Open Season* la realizará el transportador responsable de la prestación del servicio.

Parágrafo. La remuneración de las obras de infraestructura producto de *Open Season* no deberá considerar ningún tipo de estampilla al SNT.

Artículo 27. Información técnica del proyecto. El transportador que firme los contratos de transporte derivados del proceso de *Open Season* será el responsable de proveer la información técnica y comercial que requiera la CREG, la UPME y la SSPD así como los demás órganos de control.

Artículo 28. Capacidades disponibles con posterioridad al periodo contratado mediante *Open Season*. Una vez atendidos la totalidad de los compromisos contractuales derivados del *Open Season*, el transportador responsable de la prestación del servicio podrá llevar a cabo un proceso de

[Handwritten signature and initials]

Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones

asignación de capacidad atendiendo lo dispuesto en el artículo 18 de la presente Resolución.

De lo contrario, el transportador podrá llevar a cabo una solicitud de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural, evento en el cual la asignación de capacidad y la prestación del servicio, incluida su remuneración y comercialización atenderá lo dispuesto en la regulación vigente expedida por la CREG.

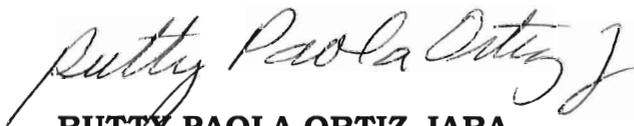
Artículo 29. Solicitud tarifaria. Transcurridos 20 años desde la POC el transportador responsable de la prestación del servicio y AOM deberá solicitar tarifa a la CREG para la infraestructura derivada del proceso de *Open Season*, acorde a la metodología vigente.

Artículo 30. Vigencia. La presente resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial*.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

27 OCT, 2017

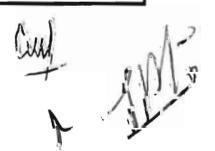
Dada en Bogotá D.C. a



RUTTY PAOLA ORTIZ JARA
Viceministra de Energía
Delegada del Ministro de Minas y Energía
Presidente



GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo





Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 107 DE 2017

(24 JUL. 2017)

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de las atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994 y los decretos 1523 y 2253 de 1994 y 1260 de 2013, y

CONSIDERANDO QUE:

Uno de los fines de la intervención en los servicios públicos es la prestación continua e ininterrumpida de éstos.

Conforme al artículo 11 de la Ley 142 de 1994, es obligación de quienes prestan servicios públicos, asegurar que los mismos se prestan de forma continua y eficiente.

De acuerdo con el numeral 14.28 del artículo 14 de la Ley 142 de 1994, el servicio público domiciliario de gas combustible es el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición. También se aplicará esta ley a las actividades complementarias de comercialización desde la producción y transporte de gas por un gasoducto principal, o por otros medios, desde el sitio de generación hasta aquel en donde se conecte a una red secundaria.

Es derecho de todas las empresas, construir, operar y modificar sus redes e instalaciones para prestar los servicios públicos, para lo cual cumplirán con los mismos requisitos exigidos por la ley a todos los prestadores, como lo garantiza el artículo 28 de la Ley 142 de 1994.

Handwritten signature and initials

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

Las personas jurídicas que produzcan para ellas mismas, o como consecuencia o complemento de su actividad principal, los bienes y servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos, pueden prestar las actividades que integran el servicio público, para lo cual deben sujetarse a la Ley 142 de 1994 en sus actos o contratos que celebren para suministrar los bienes o servicios cuya prestación sea parte del objeto de las empresas de servicios públicos, a otras personas en forma masiva, o a cambio de cualquier clase de remuneración, y están obligadas a constituirse en empresas de servicios públicos cuando la comisión así lo exija, como está previsto en dicha Ley, como lo prevén los artículos 15 y 16 de la Ley 142 de 1994.

La CREG de acuerdo con lo establecido en la Ley 142 de 1994, puede obligar que las empresas de servicios públicos tengan objeto exclusivo, siempre y cuando se establezca que la multiplicidad del objeto limita la competencia y no produce economías de escala o de aglomeración en beneficio del usuario.

La Ley 142 de 1994 obliga a todos los prestadores del servicio, a facilitar el acceso e interconexión de otras empresas o entidades que prestan servicios públicos, o que sean grandes usuarios de ellos, a los bienes empleados para la organización y prestación de los servicios; los faculta para celebrar contratos que regulan el acceso compartido o de interconexión de bienes indispensables para la prestación de servicios públicos; y en su defecto, los somete a la servidumbre que puede imponer la CREG para tales efectos.

Según el numeral 74.1 del artículo 74 de la Ley 142 de 1994, corresponde a 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.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene, conforme al artículo 73 de la Ley 142 de 1994, la función de regular los monopolios en la prestación del servicio público domiciliario de gas, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad.

La Comisión debe adoptar las fórmulas tarifarias para cobrar por el transporte e interconexión a las redes, con sujeción a los criterios que según dicha ley deben orientar el régimen tarifario. En estas fórmulas se pueden establecer topes máximos y mínimos de tarifas, conforme a los numerales 73.11 y 73.22 del Artículo 73 y el artículo 88, todos de la Ley 142 de 1994.

Las fórmulas tarifarias que defina la Comisión deben garantizar a los usuarios, a lo largo del tiempo, los beneficios de la reducción promedio de costos en las empresas que prestan el servicio, según exigencia del Artículo 92 de la Ley 142 de 1994. Toda tarifa debe tener un carácter integral, en el sentido de que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras, como lo exige el numeral 87.8, del artículo 87 de la Ley 142 de 1994.

Aut
Adf

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

Mediante la Resolución CREG 071 de 1999, y otras que la han modificado y complementado, la comisión estableció el reglamento único de transporte de gas natural, RUT.

Mediante la Resolución CREG 089 de 2013 la CREG expidió disposiciones relacionadas con los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural. La resolución mencionada contiene el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro y del transporte del gas natural utilizado efectivamente como combustible que se realicen en el mercado primario y en el mercado secundario.

En el Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013 se establece la información que debe recopilar, procesar y publicar el gestor del mercado.

Mediante la Resolución CREG 095 de 2015 la comisión definió la metodología para el cálculo de la tasa de descuento que se aplicará en las actividades de transporte de gas natural, distribución de gas combustible, transporte de GLP por ductos, transmisión y distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, y generación y distribución de energía eléctrica en zonas no interconectadas.

A través del Decreto 2345 de 2015 se adicionó el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural así:

- El Artículo 2.2.2.1.4 define la confiabilidad como “la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural de prestar el servicio sin interrupciones de corta duración ante fallas en la infraestructura” y adicionalmente define la seguridad de abastecimiento como “la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, bajo condiciones normales de operación, para atender la demanda en el mediano y largo plazo”.
- El Artículo 2.2.2.2.28 establece que “Con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, el Ministerio de Minas y Energía adoptará un Plan de Abastecimiento de Gas Natural para un período de diez (10) años”. En este Artículo también se establece que “En el lapso comprendido entre la expedición del presente decreto y la expedición del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, el Ministerio de Minas y Energía podrá adoptar un Plan Transitorio de Abastecimiento, en el cual se incluyan los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural en el corto plazo”.
- El Artículo 2.2.2.2.29 establece que la CREG deberá expedir regulación aplicable a los proyectos incluidos en el plan de abastecimiento de gas natural. En particular en el numeral 1 de este Artículo se establece que la CREG debe adoptar los “Criterios para definir cuáles proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural podrán ser desarrollados, en primera instancia, por un agente

Handwritten signature and initials at the bottom right of the page.

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

como complemento de su infraestructura existente y cuáles se realizarán exclusivamente mediante mecanismos abiertos y competitivos”.

- El Artículo 2.2.2.2.29 también establece la posibilidad de realizar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural a través de mecanismos abiertos y competitivos.
- El párrafo del Artículo 2.2.2.2.29 establece que “La UPME será responsable de la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos a los que se refiere este artículo”.

Con posterioridad mediante la expedición de la Resolución 40052 de 2016 por parte del Ministerio de Minas y Energía se desarrolló el Artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, modificado por el Artículo 4 del Decreto 2345 de 2015, y dictó otras disposiciones.

En el Artículo 1 de la Resolución 40052 de 2016 se establece, entre otros aspectos, que:

- “Para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural el Ministerio de Minas y Energía tendrá en cuenta el estudio técnico que deberá elaborar la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)”
- “En el estudio técnico se deberán considerar proyectos asociados a infraestructura para importación, almacenamiento, aumento de la capacidad de transporte, extensión de los sistemas de transporte, redundancias en gasoductos, redundancias en sistemas de compresión, conexiones entre sistemas de transporte, entre otros”.
- El estudio técnico que elabore la UPME contendrá la “identificación de los beneficiarios de cada proyecto”.

Mediante la Resolución CREG 038 de 2016 la Comisión ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural mediante procesos de selección”.

En cumplimiento de lo establecido en la Ley 1340 de 2009 y el Decreto 2897 de 2010, este último compilado por el Decreto 1074 de 2015, mediante la comunicación S-2016-006489 del 26 de septiembre de 2016 la Comisión informó a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, sobre el proyecto de la Resolución CREG 038 de 2016.

En la comunicación con radicado CREG E-2016-011028 del 10 de octubre de 2016 la SIC solicitó el envío de los estudios técnicos y económicos de que trata el numeral 3 del Artículo 2.2.2.30.8 del Decreto 1074 de 2015 relacionados con la propuesta de la Resolución CREG 038 de 2016.

Con la comunicación S-2016-006816 del 18 de octubre de 2016 la Comisión dio respuesta a la solicitud presentada por la SIC en la comunicación E-2016-011028 del 10 de octubre de 2016.

[Handwritten signature and initials]

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

Mediante la comunicación con radicado CREG E-2016-012380 del 11 de noviembre de 2016 la SIC emitió su concepto sobre la propuesta regulatoria puesta a su consideración.

En su concepto la SIC recomendó a la Comisión:

“

- Modificar el numeral a) del artículo 5 del Proyecto de tal forma que los proponentes interesados en participar en algún proceso de selección, puedan acreditar su experiencia e idoneidad con diversas alternativas tales como el número de proyectos construidos o los proyectos ejecutados cuyos valores totalizados estén próximos al valor estimado del proyecto, entre otros.
- Considerar la posibilidad de incluir en el Proyecto, mecanismos que mitiguen la carga de los beneficiarios de tener que remunerar la construcción de un proyecto de infraestructura de gas, aun en circunstancias en las que la utilidad inicial del mismo sea nula”.

La Comisión analizó las recomendaciones presentadas por la SIC e incluyó los ajustes que consideró pertinentes en la presente resolución.

Mediante la Resolución 40006 de 2017 el Ministerio de Minas y Energía adoptó el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

Mediante la comunicación S-2017-001212 del 27 de marzo de 2017 la Comisión envió a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, un nuevo proyecto de resolución y documento ya que al proyecto enviado a la SIC el 26 de septiembre de 2016 se le efectuaron ajustes con base en (i) el plan transitorio de abastecimiento de gas natural adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40006 de enero de 2017, y (ii) comentarios presentados en enero de 2017 por la Unidad de Planeación Minero Energética al proyecto de Resolución CREG 038 de 2016.

Mediante la comunicación con radicado CREG E-2017-004073 del 27 de abril de 2017 la SIC emitió su concepto sobre la propuesta regulatoria puesta a su consideración en marzo de 2017.

En este concepto la SIC recomendó a la Comisión:

“

- En relación con el artículo 6 del Proyecto: (i) eliminar la redacción según la cual la experiencia en proyectos debe acreditarse con la sumatoria de ‘parejas de proyectos’; y (ii) – a) insistir en que se pueda acreditar la sumatoria de experiencia con un mayor número de proyectos previamente ejecutados; o en su defecto (ii) – b) de requerirse que en efecto la experiencia deba acreditarse con la sumatoria **de hasta ‘dos proyectos’**, cerciorarse de que tal decisión corresponda a la alternativa menos restrictiva de la libre competencia económica y que además se encuentre debidamente soportada en razones económicas, técnicas, de capacidad financiera o de otra índole y que sean requeridas para garantizar los propósitos buscados con el Proyecto.

Conf
J. P. de

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

- En relación con el párrafo 2 del artículo 13 del Proyecto: (i) eliminar la parte final de esta disposición o modificarla de tal manera que la revelación del valor máximo se haga solo una vez se haya adjudicado el proyecto; (iii) si la razón por la cual se pretende publicar esta información relacionada con el valor del proyecto antes de la adjudicación del mismo, responde a una necesidad particular de promover la transparencia del proceso de selección, la CREG deberá evaluar otras alternativas que armonicen esta intención con la necesidad de promover la libre competencia económica en el mismo”.
- Modificar el artículo 20 del Proyecto para que se ‘ejecuten’ los proyectos generales del plan de abastecimiento de gas natural mediante procesos de selección competitivos, según lo explicado”.

La Comisión analizó las recomendaciones presentadas por la SIC e incluyó los ajustes que consideró pertinentes en la presente resolución.

Según lo previsto en el artículo 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo y en el Decreto 1078 de 2015, la regulación que mediante la presente resolución se adopta ha surtido el proceso de publicidad previo correspondiente.

En el Documento CREG 059 de 2017, el cual soporta la presente Resolución, se presenta el análisis a los comentarios recibidos sobre la propuesta regulatoria sometida a consulta mediante la Resolución CREG 038 de 2016.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó el presente acto administrativo en la sesión 791 del 24 de julio de 2017.

R E S U E L V E:

Capítulo I Disposiciones generales

Artículo 1. Objeto y ámbito de aplicación. Esta Resolución tiene por objeto establecer los mecanismos centralizados dentro de los cuales se debe adelantar la ejecución de proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural, o del plan transitorio de abastecimiento de gas natural, adoptado por el Ministerio de Minas y Energía. Se aplicará a todos los participantes del mercado de gas natural, a los interesados en participar en los procesos de selección y a los demás agentes y usuarios beneficiarios del servicio de gas natural.

Artículo 2. Definiciones. Para la interpretación y aplicación de esta Resolución se tendrán en cuenta, además de las definiciones establecidas en la Ley 142 de 1994 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

Adjudicatario: Persona jurídica, consorcio o unión temporal o sucursal de sociedad extranjera que como resultado de un proceso de selección ha sido escogido para ejecutar el proyecto objeto de dicho proceso, y por tanto es el

[Handwritten signature]
Caf
7

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

responsable de construir, operar y mantener el proyecto en los términos establecidos en la presente Resolución y en los respectivos documentos soportes del proceso selección.

Curva S: Gráfico que muestra en la ordenada el porcentaje estimado de avance de un proyecto durante el tiempo de ejecución y en la abscisa el tiempo transcurrido. Este gráfico debe mostrar como mínimo la curva de avance programado y la curva de avance ejecutado. Dicho gráfico es requerido para participar en el desarrollo de proyectos de *IPAT* y de proyectos a través de procesos de selección.

Fecha de puesta en operación comercial, FPO. Fecha en la cual se prevé la puesta en operación de un proyecto prioritario. Esta fecha debe coincidir con la fecha establecida en el plan de abastecimiento de gas natural, o en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural, aprobada o ajustada por el Ministerio de Minas y Energía o por quien este delegue.

Ingresos de corto plazo: Ingresos obtenidos por la prestación de los servicios derivados de proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural, o del plan transitorio de abastecimiento de gas natural, ejecutados mediante mecanismos centralizados.

Índice de precios al consumidor, IPC: Es el índice de precios al consumidor, total nacional, publicada por el DANE.

Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento en un sistema de transporte, IPAT: Son los valores eficientes de proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural que están embebidos en la infraestructura de un sistema de transporte existente. Para efectos regulatorios estos proyectos corresponderán únicamente a gasoductos *loops*, estaciones de compresión y adecuaciones de la infraestructura de transporte de gas que contribuyan a garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural.

Periodo estándar de pagos, PEP: Tiempo durante el cual un adjudicatario espera recibir el ingreso anual esperado, *IAE*, para remunerar un proyecto ejecutado mediante proceso de selección y el cual deberá considerar para efectos de presentar la propuesta económica. El periodo estándar de pagos será definido para cada proyecto en los respectivos documentos de selección, y como máximo será de 20 años.

Plan de abastecimiento de gas natural: Es el conjunto de proyectos escogidos para un periodo de 10 años por el Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con lo establecido en el Artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 2345 de 2015, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

Plan transitorio de abastecimiento de gas natural: Es el conjunto de obras especificadas en el Artículo 1 de la Resolución 40006 de 2017, adoptada por el Ministerio de Minas y Energía, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Cur
M
K

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

Proceso de selección: Procedimiento mediante el cual la UPME hace una convocatoria abierta del orden nacional, internacional o ambas para que, en condiciones de libre concurrencia y con base en lo establecido en la regulación y en los documentos de selección, los proponentes presenten ofertas para la ejecución y operación de un proyecto prioritario del plan de abastecimiento de gas natural y se seleccione al adjudicatario. Con esta definición también se hace referencia a los mecanismos abiertos y competitivos de que trata el parágrafo del Artículo 2.2.2.2.29 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 2345 de 2015, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

Consumer price index, CPI: Es el índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América, correspondiente a todos los ítems, publicado por la oficina de estadísticas laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos de América (Series ID: CUUR0000SA0).

Proponente: Persona jurídica, consorcio o unión temporal o sucursal de sociedad extranjera que presenta una oferta dentro de un proceso de selección previo cumplimiento de lo previsto en la presente Resolución y en los respectivos documentos de selección.

Proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural: Proyectos incluidos en el plan de abastecimiento de gas, o en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural, adoptado por el Ministerio de Minas y Energía, que la UPME considera necesario ejecutar mediante mecanismos centralizados con el fin de asegurar su entrada en operación oportuna. Estos mecanismos centralizados serán el proceso de selección y el procedimiento para que el transportador incumbente ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*.

Proyectos generales del plan de abastecimiento de gas natural: Proyectos incluidos en el plan de abastecimiento de gas, o en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural, adoptado por el Ministerio de Minas y Energía, que no se ejecutan mediante mecanismos centralizados.

Tasa representativa del mercado, TRM: Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera, expresada en pesos colombianos por dólar de los Estados Unidos de América.

Transportador incumbente: Transportador que opera y administra la infraestructura del sistema de transporte en la cual está embebido un proyecto que cumple las condiciones de *IPAT*.

Valor de la oferta: Es el valor calculado por la UPME como el valor presente de la serie de valores anuales del ingreso anual esperado, IAE, incluida en la propuesta, para lo cual se utilizará la tasa de descuento de que trata la presente Resolución.

Valor estimado del proyecto: Es el valor calculado por la UPME, estimado con base en información disponible tal como valores de referencia utilizados por la CREG para valorar infraestructura de transporte, información de estudios de

Handwritten signature and initials at the bottom right of the page.

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

preinversión, licenciamientos ambientales, servidumbres, adecuaciones de infraestructura, entre otros, y que es incluido en los documentos de selección.

Artículo 3. Siglas. Para efectos de la presente Resolución se tendrán en cuenta las siguientes siglas:

AOM:	Administración, operación y mantenimiento
CNOG:	Consejo Nacional de Operación de Gas Natural
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DANE:	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
FPO:	Fecha de puesta en operación comercial
IAE:	Ingreso anual esperado
IPAT:	Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural en un sistema de transporte
MME:	Ministerio de Minas y Energía
PEP:	Período estándar de pagos
RUT:	Reglamento único de transporte de gas natural
SNT:	Sistema nacional de transporte de gas natural
SSPD:	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
UPME:	Unidad de Planeación Minero Energética

Capítulo II

Ejecución de proyectos de IPAT por parte del transportador incumbente

Artículo 4. Procedimiento para que el transportador incumbente ejecute en primera instancia proyectos de IPAT. Durante el período tarifario t el transportador podrá ejecutar proyectos de *IPAT* que se encuentren embebidos dentro de su respectivo sistema de transporte, para lo cual se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) Dentro de los tres meses siguientes a la fecha en que la UPME defina los proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural, el transportador podrá declarar a la UPME y a la CREG el nombre de los proyectos de *IPAT* que prevé realizar. En la declaración a la CREG el transportador incluirá (i) el valor de inversión de cada proyecto, expresado en pesos constantes del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración; (ii) el porcentaje del valor de la inversión de cada proyecto que solicita le sea remunerado en dólares americanos; este porcentaje no podrá ser superior al 42%; (iii) la fecha de entrada en operación, la cual deberá corresponder con la fecha establecida en el plan de abastecimiento; (iv) la información para determinar el valor eficiente de estas inversiones según lo previsto en la metodología vigente de remuneración de la actividad de transporte de gas natural; y (v) los gastos de AOM para el período estándar de pagos según lo previsto en la metodología vigente de remuneración de la actividad de transporte de gas. En el valor de inversión el transportador incluirá de manera desagregada, y expresado en pesos, el costo estimado de contratar la fiducia que contratará al auditor de que trata el Artículo 23 de la presente Resolución, el costo estimado por los servicios que prestará el auditor, y el costo estimado de constituir el patrimonio autónomo de que trata el Artículo 27 de la presente Resolución.

Cuy
Apt

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

- b) Con base en el mecanismo de valoración de inversiones y evaluación de AOM previsto en la metodología vigente de remuneración de la actividad de transporte de gas natural la CREG determinará el valor eficiente de la inversión y de los gastos de AOM correspondientes a cada proyecto declarado por el transportador incumbente.
- c) Mediante resolución la CREG adoptará el valor eficiente y la remuneración de la inversión y de los gastos de AOM correspondientes a cada proyecto de *IPAT* declarado por el transportador incumbente.

La remuneración para cada proyecto se adoptará con base en lo establecido en la metodología vigente al momento de efectuar el cálculo, para remunerar la actividad de transporte de gas natural. La remuneración será asumida por los beneficiarios del proyecto identificados por la UPME según lo establecido en la Resolución 40052 de 2016 del MME, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

- d) Una vez en firme la resolución que adopta el valor eficiente y la remuneración de la inversión y gastos de AOM correspondientes a cada proyecto declarado, el transportador incumbente dispondrá de 15 días hábiles para que el representante legal de la empresa manifieste por escrito a la CREG la voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto, en el formato que se defina por parte de ésta en la respectiva resolución.
- e) A partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto, este contará con 60 días calendario para radicar la siguiente información en la CREG:
1. El cronograma y la curva S de desarrollo de la etapa de construcción del proyecto.
 2. Información de la firma auditora, incluido el costo reportado por la UPME, asignada de conformidad con lo establecido en el Artículo 23 de la presente Resolución.
 3. Copia del acta de entrega del cronograma y de la curva S de desarrollo de la etapa de construcción del proyecto al auditor seleccionado.
 4. Copia de la aprobación de la garantía de cumplimiento por parte del patrimonio autónomo de acuerdo con lo establecido en el Artículo 30 de la presente Resolución.
 5. Costo por los servicios del patrimonio autónomo seleccionado de acuerdo con lo establecido en el Artículo 27 de la presente Resolución. Este deberá estar expresado en pesos constantes del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración.
 6. La fecha prevista de puesta en operación del proyecto, establecida en el plan de abastecimiento de gas natural, o en plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

[Handwritten signatures and initials]

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

- f) Para efectos regulatorios el transportador desiste de la ejecución del proyecto cuando: i) no manifieste de manera afirmativa, dentro del período establecido en el literal d) del presente artículo, el compromiso de ejecutar el proyecto; ii) no de cumplimiento a las obligaciones previstas en el literal e) del presente artículo. En cualquiera de estos eventos la CREG informará a la UPME para que inicie un proceso de selección tendiente a ejecutar el proyecto de *IPAT* en el que el transportador desistió.
- g) A partir de la información de costos de los servicios del auditor y del patrimonio autónomo, reportados según el literal a) del presente Artículo, la CREG podrá ajustar la resolución en la que se adoptó el valor eficiente y la remuneración de la inversión y gastos de AOM del proyecto declarado.

Parágrafo 1. El incremento de capacidad de transporte que se pueda presentar en un tramo o grupo de gasoductos de un sistema de transporte debido a la ejecución de un proyecto de *IPAT* lo comercializará el transportador incumbente de acuerdo con las reglas de comercialización de capacidad de transporte que defina la Comisión en resolución aparte.

Parágrafo 2. Una vez se radique en la CREG la información del literal e) del presente artículo, el transportador remitirá copia del cronograma y la curva S de desarrollo de la etapa de construcción del proyecto a la Superintendencia de Servicios Públicos, a la UPME y al Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo 3. El transportador incumbente no podrá participar en procesos de selección tendientes a ejecutar proyectos de *IPAT*. Estos proyectos incluyen tanto aquellos en los que el transportador incumbente declaró a la UPME y a la CREG su interés en ejecutarlos, en los términos del literal a) presente Artículo, como aquellos en los que no declaró su interés a la UPME y a la CREG.

Capítulo III Procesos de selección

Artículo 5. Proyectos a desarrollar mediante procesos de selección. Los procesos de selección se adelantarán con el objeto de ejecutar proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural, excepto aquellos proyectos de *IPAT* ejecutados en primera instancia por el transportador de acuerdo con lo establecido en el Artículo 4 de la presente Resolución.

A partir de la fecha en que se definan los proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural, la UPME iniciará las acciones tendientes a realizar los procesos de selección para seleccionar los adjudicatarios de los proyectos de qué trata este Artículo. Para realizar los procesos de selección la UPME tendrá en cuenta el tiempo estimado de ejecución de cada proyecto, el plazo previsto para su entrada en operación y los criterios generales de selección establecidos en el Anexo 1 de la presente Resolución. Así mismo, la UPME verificará que a la fecha de realización de un proceso de selección, el proyecto objeto del proceso no esté siendo ejecutado por algún agente participante del mercado bajo los mecanismos establecidos por la regulación para tal efecto.

Handwritten signature and initials at the bottom right of the page.

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

Parágrafo 1. La capacidad de transporte asociada a infraestructura de transporte de gas, resultante de la ejecución de proyectos a través de procesos de selección se comercializará según los mecanismos que establezca la Comisión en resolución aparte. La capacidad asociada a infraestructura de transporte de gas se calculará de acuerdo con lo establecido en la metodología vigente de remuneración de la actividad de transporte de gas natural.

Parágrafo 2. Los ingresos de corto plazo asociados a proyectos ejecutados mediante procesos de selección se utilizarán para disminuir el valor del pago que deben asumir los remitentes beneficiarios de los proyectos.

Parágrafo 3. En Resolución aparte la CREG podrá adoptar regulación complementaria para ejecutar proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural, o del plan transitorio de abastecimiento de gas natural, que por sus características requieran desarrollo regulatorio adicional al establecido en la presente Resolución.

Parágrafo 4. En regulación aparte la CREG definirá el esquema mediante el cual se realizará la adquisición y comercialización de gas cuando se trate de infraestructura de importación y/o de almacenamiento de gas natural.

Artículo 6. Participantes en los procesos de selección. En los procesos de selección podrán participar personas jurídicas, consorcios, uniones temporales y sociedades extranjeras con sucursal en Colombia siempre y cuando cumplan con las siguientes condiciones:

- a) El proponente deberá demostrar experiencia relacionada con la construcción de proyectos de infraestructura de valor similar al valor estimado del proyecto objeto del proceso de selección. Para esto los proponentes podrán acreditar su experiencia con dos proyectos ejecutados cuyos valores sumados resulten en un valor igual o superior al valor estimado del proyecto objeto del respectivo proceso de selección.
- b) No tener participación alguna, ya sea en calidad de matriz, filial, subsidiaria o subordinada, de acuerdo con lo previsto en la legislación, con ninguno de los demás proponentes que participen en el mismo proceso de selección.
- c) No haber sido objeto de declaración de un incumplimiento grave e insalvable de que trata el Artículo 25 de la presente Resolución durante los 24 meses anteriores a la fecha límite de presentación de propuestas establecida en los documentos de selección.
- d) Cuando se trate de un proyecto *IPAT* el transportador incumbente no podrá participar en el proceso de selección que se adelante para ejecutar el proyecto.
- e) Observar las disposiciones vigentes sobre separación de actividades e interés económico aplicables según el objeto del proyecto a ser adjudicado en el proceso de selección.
- f) No estar incurso dentro de las causales de inhabilidad e incompatibilidad contempladas en la regulación actual.

cur
IPAT

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

Al participar en los procesos de selección de que trata esta Resolución se entiende que los proponentes se acogen a lo que se establezca en los términos de referencia y todos sus anexos los cuales son parte integrante del proceso de selección y a las consecuencias de la ejecución de la garantía de cumplimiento, establecidas en el Artículo 32 de la presente Resolución.

Parágrafo. Los transportadores incumbentes no deberán entorpecer la ejecución de proyectos del plan transitorio de abastecimiento de gas natural, o del plan de abastecimiento de gas natural, que estén embebidos o se conecten a sus sistemas de transporte y que estén a cargo de adjudicatarios de procesos de selección, so pena de las acciones legales y económicas que pueda adelantar el adjudicatario afectado.

Artículo 7. Obligaciones del adjudicatario. El adjudicatario deberá responder, además de los compromisos adquiridos en los documentos de selección, por las actividades que se deriven en el desarrollo de su participación en el mercado de gas natural.

Durante el período de pagos del activo el adjudicatario tendrá, entre otras, las siguientes responsabilidades:

- a) Administrar, operar y mantener los activos objeto de los procesos de selección de los cuales haya sido adjudicatario.
- b) Coordinar la operación y el mantenimiento de los activos del proyecto con los participantes del mercado de gas que sea necesario. Para los proyectos de *IPAT* deberá atender los requerimientos del transportador incumbente para cumplir los despachos diarios.
- c) Cumplir con el reglamento único de transporte de gas natural cuando se trate de infraestructura del SNT, las reglas aplicables al mercado mayorista de gas natural establecidas en la Resolución CREG 089 de 2013 y aquellas que la modifiquen o sustituyan, y demás regulación aplicable según el tipo de proyecto desarrollado a través de procesos de selección.
- d) Suscribir los contratos que sean requeridos en el desarrollo de su actividad, incluyendo el de conexión con el transportador al cual se conectará el proyecto objeto del proceso de selección, y entregar al transportador la información que se requiera para coordinar la operación y el mantenimiento de los activos del adjudicatario y los del transportador.
- e) Informar y coordinar oportunamente con el transportador al cual se conectará el proyecto objeto del proceso de selección la puesta en operación del proyecto.
- f) Suministrar de manera oportuna la información que requiera el gestor del mercado.
- g) Suministrar la información requerida para la operación del SNT y para el seguimiento del sector, así como la información que requieran las entidades encargadas de elaborar el plan de abastecimiento de gas natural y demás autoridades en el cumplimiento de sus funciones.

cuyl

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

- h) Estar sujeto a las disposiciones vigentes sobre separación de actividades e interés económico aplicables según el objeto del proyecto adjudicado en el proceso de selección.
- i) Los demás requerimientos establecidos en la regulación, de acuerdo con el tipo de proyecto desarrollado a través de procesos de selección.

Artículo 8. Documentos de selección. Los términos de referencia que se elaboren para escoger al adjudicatario de un proceso de selección contendrán, como mínimo lo siguiente:

- a) Información básica del proyecto como ubicación, capacidad del proyecto, según sea de transporte, compresión, almacenamiento, regasificación u otro, puntos de conexión, el PEP, la FPO, valor estimado del proyecto y demás elementos que se consideren necesarios para la definición del proyecto a construir.
- b) Identificación del sistema de transporte donde se construirá el proyecto o al cual se conectará.
- c) Información del proceso de selección referente al objeto, plazos, experiencia de los proponentes, objeto social del adjudicatario, constitución o promesa de constitución del adjudicatario como E.S.P. y duración de la sociedad (debe contar como mínimo con tres años más de existencia, contados a partir de la fecha de terminación del periodo de pagos), formas de participación, la duración del período de pagos según lo establecido en el Artículo 12 de la presente Resolución, los criterios de evaluación y selección de las propuestas, y las demás condiciones establecidas en la presente Resolución.
- d) El costo de la firma auditora seleccionada por la UPME para el respectivo proyecto.
- e) Las condiciones de la garantía de seriedad de la oferta que permita avalar el cumplimiento de lo exigido en los documentos de selección y en esta Resolución.
- f) Documentos que deben ser adjuntados por parte del proponente al momento de ser adjudicatario del proceso de selección.
- g) Los demás requisitos adicionales que se consideren necesarios.

Parágrafo 1. Los transportadores, los distribuidores, los productores-comercializadores, o los comercializadores de gas importado en cuyos activos se prevea que podría haber conexiones físicas con los proyectos involucrados en los procesos de selección deberán entregar la información que solicite la UPME, quien considerará su inclusión en los documentos de selección, respetando los principios de confidencialidad.

Parágrafo 2. La evaluación de todas y cada una de las condiciones ambientales necesarias para la ejecución del proyecto estará a cargo de los proponentes que participen en el proceso de selección. El adjudicatario será responsable por las gestiones para la consecución de la licencia ambiental y de los permisos en general que se requieran para la ejecución del proyecto.

Cuy



L

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

Parágrafo 3. La CREG podrá pronunciarse sobre los documentos de selección cuando considere necesario realizar ajustes en los documentos de selección para aumentar la concurrencia, o cuando considere que no se cumple con los criterios de eficiencia económica en la escogencia de los proyectos.

Artículo 9. Ingreso anual esperado, IAE. El proponente deberá (i) presentar una oferta económica que deberá corresponder a un ingreso anual esperado, expresado en pesos constantes del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de presentación de la propuesta, y para el PEP contado a partir de la FPO; este IAE se utilizará para calcular el valor de la oferta, y (ii) reportar el porcentaje del ingreso anual esperado, IAE, que solicita le sea remunerado en dólares americanos; este porcentaje no podrá ser superior al 42% y deberá corresponder a un valor único para cada uno de los años del PEP.

El IAE deberá reflejar los costos asociados con la preconstrucción (incluyendo diseños, servidumbres, estudios, licencias ambientales y términos para su trámite y demás permisos o coordinaciones interinstitucionales) y construcción (incluyendo la interventoría de la obra y las obras que se requieran para la viabilidad ambiental del proyecto), el costo de conexiones al sistema de transporte y estaciones de transferencia de custodia que se requieran, el costo de oportunidad del capital invertido y los gastos de administración, operación y mantenimiento correspondientes, AOM. Adicionalmente, el IAE presentado por el proponente cubrirá toda la estructura de costos y de gastos en que incurra el proponente seleccionado en desarrollo de su actividad durante el período de pagos y en el contexto de las leyes y la reglamentación vigente.

El proponente, con la presentación de su oferta, acepta que el IAE remunera la totalidad de las inversiones y gastos AOM correspondientes al respectivo proyecto, incluyendo los gastos de combustible o energía asociada a la operación de estaciones de compresión u otra infraestructura y la reposición de activos que componen el proyecto cuando sea necesario. Por tal razón asumirá la responsabilidad y el riesgo inherentes a la ejecución y explotación del proyecto.

Parágrafo. Los adjudicatarios de procesos de selección, que reciban ingresos provenientes de otras actividades, deberán registrar en forma separada en su contabilidad los costos y gastos asociados a los proyectos desarrollados a través de procesos de selección, diferenciándolos de los costos y gastos de las otras actividades.

Artículo 10. Tasa de descuento. La tasa de descuento para calcular el valor presente del flujo del IAE que haya ofertado cada uno de los proponentes será del 12%.

Artículo 11. Perfil de pagos. En la oferta económica que presenten los proponentes, el IAE para cualquier año no podrá representar más de un porcentaje máximo ($P_{máx}$) del valor presente del IAE, ni representar menos de un porcentaje mínimo ($P_{mín}$) de ese valor presente. Las variables $P_{máx}$ y $P_{mín}$ tendrán los siguientes valores:

$$P_{máx} = \text{Tasa de descuento} + 2,5\%$$

Cuel
107

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

$P_{mín} = \text{Tasa de descuento} - 2,5\%$

En ningún caso el *IAE* para cualquier año podrá ser superior al del año anterior.

Artículo 12. Período de pagos. Los proyectos ejecutados mediante procesos de selección tendrán un período de pagos de acuerdo con las siguientes reglas:

- a) En el evento en que el proyecto inicie su operación en la FPO o en la FPO ajustada según lo establecido en el Artículo 22 de la presente Resolución, el adjudicatario recibirá pagos durante el PEP contado a partir del inicio de la operación del proyecto.
- b) En caso de que la fecha de puesta en operación del proyecto sea diferente a la FPO o a la FPO ajustada según lo establecido en el Artículo 22 de la presente Resolución, el adjudicatario recibirá pagos desde la fecha de entrada en operación hasta la fecha en que se cumpla el PEP contado a partir de la FPO o de la FPO ajustada según lo establecido en el Artículo 22 de la presente Resolución.

Parágrafo 1. Durante el período de pagos el adjudicatario será el responsable de la administración, operación y mantenimiento del proyecto.

Parágrafo 2. El adjudicatario empezará a recibir el flujo de ingresos correspondiente a cada proyecto a partir del primer día calendario del mes siguiente a la fecha de puesta en operación del proyecto, siempre y cuando se haya constituido como empresa de servicio público.

Parágrafo 3. En caso de que la fecha de puesta en operación del proyecto sea anterior a la FPO o a la FPO ajustada según lo establecido en el Artículo 22 de la presente Resolución, el ingreso a recibir desde la fecha de entrada en operación hasta la FPO o la FPO ajustada será el promedio simple del *IAE* ofertado por el adjudicatario para el PEP.

Parágrafo 4. En caso de que la fecha de puesta en operación del proyecto sea posterior a la FPO o a la FPO ajustada según lo establecido en el Artículo 22 de la presente Resolución, el adjudicatario recibirá el flujo de ingresos que ofertó para el período comprendido entre la fecha de entrada en operación del proyecto y la fecha en que se cumpla el PEP.

Artículo 13. Criterios para la selección del adjudicatario. La selección del adjudicatario se realizará teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- a) Las propuestas presentadas a la UPME deberán contener una oferta técnica y una oferta económica. La oferta económica corresponderá al *IAE* ofertado conforme a lo establecido en los Artículos 9 y 11 de la presente Resolución.

La oferta técnica deberá corresponder al proyecto objeto del proceso de selección, cumplir con los criterios de calidad del SNT cuando se trate de proyectos de transporte de gas, y contener la curva S y el cronograma detallado de cada una de las etapas de construcción del proyecto.

Cual
A
B
C

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

- b) Las propuestas presentadas deberán adjuntar la garantía de seriedad de la oferta establecida en los documentos de selección y la demás documentación exigida a los proponentes.
- c) Cuando se presente más de una oferta válida, la UPME adjudicará el proyecto al proponente que haya presentado la propuesta con el menor valor de la oferta. En caso de empate se aplicarán las reglas de desempate que establezca la UPME en los documentos de selección.
- d) Cuando haya una única oferta válida, a través de los mismos medios de comunicación utilizados para el inicio y desarrollo del proceso de selección, la UPME hará público el valor de la oferta y definirá un plazo dentro del cual otros proponentes podrán presentar contraofertas con valores menores al publicado. La contraoferta de menor valor que cumpla con los requisitos exigidos será informada al proponente inicial quien deberá manifestar a la UPME si acepta ejecutar el proyecto por el valor presentado en la contraoferta y en este caso se le adjudicará el proyecto. Si el proponente no acepta, el proyecto será adjudicado al proponente que presentó la contraoferta. Si no se presentan contraofertas válidas, el proyecto será adjudicado al proponente de la única oferta válida. Los plazos para llevar a cabo este procedimiento serán los que defina la UPME dentro del mismo proceso de selección. Para presentar contraofertas es necesario haber adquirido o adquirir los documentos de selección elaborados para el proyecto y entregar la documentación que exija la UPME.

Parágrafo 1. El proceso de selección podrá declararse desierto en los eventos establecidos en los documentos de selección por parte de la UPME o cuando no se presente proponente alguno o ninguno de los proponentes cumpla con los criterios de selección establecidos aquí y en los términos de referencia que elabore la UPME. Ocurrido lo anterior, la UPME podrá dar inicio a un nuevo proceso de selección.

Parágrafo 2. La validez de las propuestas que se presenten estará condicionada a que estas estén dentro de un valor máximo de adjudicación. Este valor será determinado por la CREG para cada proceso de selección con base en información que suministre la UPME, y no podrá ser revelado antes del plazo dentro del cual los proponentes podrán presentar sus propuestas económicas a la UPME en el proceso de selección.

Artículo 14. Adjudicación del proceso de selección. El proponente será escogido por la UPME mediante acto administrativo, en audiencia pública y deberá entregar a la UPME en los plazos definidos en los documentos de selección la documentación requerida, incluyendo copia de la aprobación de la garantía de cumplimiento de que trata el Artículo 30 de la presente Resolución, copia del documento de constitución de la empresa de servicio público, E.S.P., copia de su inscripción en el registro único de prestadores de servicios públicos, RUPS, copia del contrato de fiducia y del contrato entre la fiducia y el auditor según se establece en el Artículo 23 de la presente Resolución.

Amf

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

El adjudicatario que no esté constituido en empresa de servicio público, E.S.P., deberá estar constituido como tal cuando el proyecto entre en operación. Cuando se trate de la operación de proyectos de *IPAT* que se ejecuten mediante procesos de selección el adjudicatario podrá operarlos a través del transportador incumbente, en cuyo caso el adjudicatario suministrará cualquier información que le solicite el transportador incumbente para cumplir con requerimientos de autoridades.

El no cumplimiento de lo exigido en los respectivos documentos del proceso de selección, en los plazos que se determinen en tales documentos, dará lugar a la ejecución de la garantía de seriedad de la oferta establecida en los documentos de selección y se procederá a adjudicar el respectivo proceso al proponente que haya presentado una oferta válida con el siguiente menor valor presente del *IAE* ofertado, o a iniciar un nuevo proceso de selección si no existiere tal proponente.

Artículo 15. Cesión de proyectos adjudicados mediante procesos de selección. El adjudicatario de un proceso de selección no podrá ceder los derechos y responsabilidades adquiridas en la adjudicación, durante la ejecución del proyecto ni durante el periodo de pagos, salvo que exista autorización previa y escrita por parte de la UPME.

En ese sentido la UPME deberá contemplar esta posibilidad dentro de las condiciones de participación en el proceso de selección, teniendo en cuenta que el cesionario deberá cumplir con iguales o superiores condiciones técnicas, jurídicas y económicas, a las demostradas por el adjudicatario en el respectivo proceso de selección. De igual manera, procederá a expedir los actos administrativos que correspondan para aprobar la cesión en todos los derechos y obligaciones del adjudicatario. Posteriormente la UPME solicitará a la CREG que en la Resolución de oficialización del *IAE* de ese proyecto se modifique el agente beneficiario del ingreso.

En todo caso, el adjudicatario no podrá abandonar o retirarse del proyecto sin antes haber dado cumplimiento a lo establecido en este artículo.

Artículo 16. Oficialización del ingreso anual esperado. Una vez se haya adjudicado el proceso de selección, la UPME deberá remitir la siguiente información a la CREG:

- a) El concepto sobre el cumplimiento de los requisitos exigidos en los documentos de selección.
- b) El cronograma y la curva S de desarrollo de la etapa de construcción del proyecto.
- c) Copia de la aprobación de la garantía de cumplimiento por parte del patrimonio autónomo de acuerdo con lo establecido en el Artículo 30 de la presente Resolución.
- d) La FOP y el PEP establecido en los documentos de selección.
- e) Copia de la propuesta económica con el *IAE* presentado por el adjudicatario, incluyendo el porcentaje del *IAE* que el adjudicatario solicitó le sea remunerado en dólares americanos.

Caf
A.T.

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

- f) Información de la firma auditora, asignada de conformidad con lo establecido en el Artículo 23 de la presente Resolución.
- g) Copia del acta de entrega del cronograma y de la curva S de desarrollo de la etapa de construcción del proyecto al auditor seleccionado.
- h) Estudio de beneficio-costo realizado por la UPME a partir del valor adjudicado.
- i) Beneficiarios del proyecto identificados por la UPME según lo establecido en la Resolución 40052 de 2016 del MME, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

La CREG, con base en esta información, expedirá una Resolución donde se hará oficial la remuneración del adjudicatario del proyecto. En la Resolución que se apruebe se identificarán, entre otros: (i) el proyecto y el adjudicatario; (ii) el ingreso que recibirá dicho agente en cada uno de los años del período de pagos en pesos constantes del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de presentación de la propuesta, el cual será igual al *IAE* propuesto para el PEP menos el ingreso resultante de aplicar el porcentaje del *IAE* solicitado en dólares americanos; (iii) el ingreso que recibirá dicho agente en cada uno de los años del período de pagos en dólares americanos constantes del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de presentación de la propuesta, el cual será igual al ingreso resultante de aplicar el porcentaje del *IAE* solicitado en dólares americanos para el PEP dividido en la TRM del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de presentación de la propuesta; (iv) la porción del *IAE* que se recaudará en cada sistema de transporte cuando haya beneficiarios del proyecto en más de un sistema de transporte; (v) el porcentaje para asignar a cada sistema de transporte los recursos provenientes de la ejecución de garantías de cumplimiento; (vi) los nombres de los transportadores responsables del recaudo del *IAE*; y (vii) los beneficiarios del proyecto.

En caso de que el proyecto sea puesto en operación en fecha diferente a la FPO o a la FPO ajustada según lo establecido en el Artículo 22 de la presente Resolución, la CREG ajustará la Resolución mediante la cual hizo oficial la remuneración del proyecto con el fin de tener en cuenta la situación que se presente.

Parágrafo 1. Los criterios para establecer la porción del *IAE* que se recaudará en cada sistema de transporte serán definidos en resolución aparte. Asimismo, el porcentaje para asignar a cada sistema de transporte los recursos provenientes de la ejecución de garantías de cumplimiento deberá guardar relación con la asignación de pagos por cada sistema.

Parágrafo 2. La CREG se reservará el derecho de expedir la Resolución que oficialice la remuneración del adjudicatario del proyecto cuando el estudio de costo-beneficio realizado por la UPME a partir del valor adjudicado no sea favorable.

Parágrafo 3. La CREG ajustará el nombre del adjudicatario, en la Resolución mediante la cual hizo oficial la remuneración del proyecto, cuando este se constituya en empresa de servicio público. El adjudicatario no podrá percibir remuneración por el proyecto antes de constituirse como empresa de servicio público.

Abto *Cuf*

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

Artículo 17. Remuneración de proyectos ejecutados mediante procesos de selección. Los transportadores responsables de los sistemas de transporte que sean utilizados por remitentes beneficiarios del proyecto, según los beneficiarios que establezca la UPME, serán los responsables de liquidar, actualizar, facturar, y recaudar el valor de los pagos para el adjudicatario del proceso de selección.

Con base en la información contenida en la resolución mediante la cual se oficialice la remuneración del adjudicatario, cada transportador recaudará la porción del *IAE* que corresponda a su sistema, *IAET*, para lo cual tendrá en cuenta lo siguiente:

- a) El ingreso mensual a pagar en cada sistema, *IMT*, se obtiene dividiendo entre 12 el valor de *IAET*. Los valores en dólares se actualizarán mensualmente con la variación del CPI del mes anterior al mes de prestación del servicio, respecto del CPI del mes de diciembre que sirvió de referencia para ofertar los valores del *IAE*. Los valores en pesos se actualizarán mensualmente con la variación del IPC del mes anterior al mes de prestación del servicio, respecto del IPC del mes de diciembre que sirvió de referencia para ofertar los valores del *IAE*.
- b) El *IMT* se empezará a pagar al adjudicatario a partir del primer día calendario del mes siguiente a la fecha de puesta en operación del proyecto, certificada por el CNOG.
- c) Para la facturación, liquidación y pago del primer mes de ingresos se tomará en cuenta el primer mes completo. En consecuencia no se reconocerá facturación por fracción de mes.
- d) Para cada uno de los pagos mensuales se descontarán las compensaciones por indisponibilidad a que haya lugar según lo establecido en el Artículo 18 de la presente Resolución y los ingresos de corto plazo del proyecto. Para esto el adjudicatario deberá informar a los transportadores involucrados en el recaudo del *IAE* dentro los primeros 5 días hábiles de cada mes, el factor de indisponibilidad definido en el literal a) del Artículo 18 de la presente Resolución y los ingresos de corto plazo del proyecto que haya recibido el adjudicatario el mes anterior al mes de prestación del servicio.
- e) Los adjudicatarios recibirán el pago mensual en pesos. La parte en dólares se liquidará con la TRM del último día calendario del mes de prestación del servicio.
- f) Los adjudicatarios no recibirán pagos por proyectos que hayan sido retirados del servicio.

Parágrafo 1. El pago al adjudicatario se hará dentro de los tres días hábiles siguientes al vencimiento de la factura para los participantes del mercado mayorista de gas natural de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 123 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. El transportador podrá exigir garantía de pago a sus remitentes por este concepto y deberá establecer garantía de pago al adjudicatario. Cuando el transportador que recauda sea el mismo adjudicatario, los valores que recaude por concepto del proyecto harán parte de sus ingresos.

Parágrafo 2. Finalizado el período de pagos, la remuneración del proyecto será el resultado de aplicar la metodología de remuneración que se encuentre vigente en dicho momento para ese tipo de infraestructura.

Handwritten signature and initials

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

Parágrafo 3. En resolución aparte la Comisión establecerá el mecanismo para remunerar a los transportadores que realicen liquidación, actualización, facturación, recaudo y transferencia de los pagos mensuales para adjudicatarios de procesos de selección.

Artículo 18. Compensaciones por indisponibilidad. Para efectos de aplicar las compensaciones de que trata el literal d) del Artículo 17 de la presente Resolución se tendrá en cuenta lo siguiente:

- a) Para cada proyecto el adjudicatario, o el transportador incumbente cuando se trate de proyectos de *IPAT* que opere el transportador, informará al transportador involucrado en el recaudo del *IAE* el factor de indisponibilidad en el mes *m* de prestación del servicio. Este factor se calculará con base en la siguiente ecuación:

$$I_m^s = \sum_{i=0}^D \left(\frac{CAPI}{CAP} \right)_i$$

Donde:

I_m^s : Factor de indisponibilidad del proyecto durante el mes *m* de prestación del servicio.

CAPI: Máxima capacidad indisponible del proyecto *s* durante el día *i* del mes *m*. Este valor estará expresado en las unidades que se definan en los documentos de selección.

CAP: Capacidad nominal del proyecto *s*. Este valor estará expresado en las unidades que se definan en los documentos de selección.

D: Número de días del mes *m*.

- b) Para cada proyecto el transportador calculará las compensaciones por indisponibilidad en el mes *m* con base en la siguiente ecuación:

$$COP_m^s = \frac{IMT_m^s}{D} \times I_s$$

COP_m^s : Valor de las compensaciones por indisponibilidad durante el mes *m* del proyecto *s*, a recaudar en el mes *m + 1*. Este valor estará expresado en pesos actualizados y liquidados como se dispone en el Artículo 17 de la presente Resolución.

IMT_m^s : Porción del *IAE* que corresponde al sistema del transportador para el mes *m* del proyecto *s*. Este valor estará expresado en pesos actualizados y liquidados como se dispone en el Artículo 17 de la presente Resolución.

Cuy
IPAT

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

- c) Se considerará como indisponibilidad del proyecto aquella causada por eventos distintos a fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña y a los eventos eximentes de responsabilidad establecidos en el Artículo 12 de la Resolución CREG 089 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
- d) La máxima duración de las suspensiones del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos será la establecida en el numeral 2 del Artículo 13 de la Resolución CREG 089 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
- e) El operador de la infraestructura deberá llevar los registros de las indisponibilidades y del cálculo del factor de indisponibilidad.

Parágrafo. Los incumplimientos de que trata el numeral 2 del Artículo 14 de la Resolución CREG 089 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, que sean causados por indisponibilidades en proyectos ejecutados mediante procesos de selección causarán las compensaciones establecidas en el numeral 2 del Artículo 15 de la Resolución CREG 089 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. En este caso el agente afectado podrá repetir contra el adjudicatario de la infraestructura que haya causado los incumplimientos.

Artículo 19. Facturación del IAE. El IAE hará parte del servicio de transporte de gas natural. La facturación y recaudo del IAE estará a cargo de los transportadores responsables de los sistemas de transporte que sean utilizados por remitentes beneficiarios de proyectos ejecutados mediante procesos de selección, según los beneficiarios que establezca la UPME, quienes facturarán mensualmente a cada remitente de su sistema de transporte y para todos los proyectos ejecutados mediante proceso de selección, así:

$$PS_m^S = \begin{cases} 0 & \text{si } A \leq 0 \\ \frac{VR_m^S}{VT_m^S} * A & \text{si } A > 0 \end{cases}$$

Con:

$$A = IMT_m^S - COP_m^S - ICC_m^S - SAL_m^S + IMP_m^S$$

$$SAL_m^S = |IMT_{m-1}^S - COP_{m-1}^S - ICC_{m-1}^S - SAL_{m-1}^S + IMP_{m-1}^S|$$

$$SAL_{m-1}^S = |IMT_{m-2}^S - COP_{m-2}^S * TRM_{m-2} - ICC_{m-2}^S - SAL_{m-2}^S + IMP_{m-2}^S|$$

⋮

Donde:

Handwritten signature and initials:
 [Signature]
 [Initials]

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

- PS_m^S : Valor a pagar por parte del remitente beneficiario de todos los proyectos s , ejecutados mediante procesos de selección, por servicios durante el mes m . Valor expresado en pesos.
- VR_m^S : Volumen transportado en el mes m al remitente beneficiario de todos los proyectos s . Valor expresado en KPC.
- VT_m^S : Volumen total transportado en el mes m a todos los remitentes beneficiarios de los proyectos s . Valor expresado en KPC.
- IMP_m^S : Impuestos generados por transferencia de recursos a los adjudicatarios de proyectos s durante el mes m . Valor expresado en pesos.
- ICC_m^S : Ingresos de corto plazo obtenidos de la prestación de servicios asociados a proyectos s durante el mes $m - 1$ y recibidos por el adjudicatario en el mes m . Estos ingresos corresponderán a los asignados al respectivo sistema de transporte cuando haya más de un transportador involucrado en el recaudo de ingresos para remunerar proyectos s . Valor expresado en pesos.
- SAL_m^S : Saldo de ingresos asociados a proyectos s en el mes m . Valor expresado en pesos.
- SAL_{m-1}^S : Saldo de ingresos asociados a proyectos s en el mes $m - 1$. Valor expresado en pesos.
- m : Corresponde al mes calendario de prestación del servicio.

Parágrafo 1. El recaudo de los valores aquí establecidos podrá estar cubierto por las garantías exigidas por parte de los transportadores a los remitentes.

Artículo 20. Ejecución de proyectos generales. La ejecución de proyectos generales del plan de abastecimiento de gas natural, o el plan transitorio de abastecimiento de gas natural, la puede realizar cualquier agente interesado acogiéndose a las reglas vigentes para la actividad asociada al proyecto, siempre y cuando el agente (i) inicie la ejecución del proyecto dentro de los doce (12) meses siguientes a la fecha en que la Comisión defina la remuneración para el respectivo proyecto; y (ii) ejecute el proyecto dentro del plazo previsto en el plan de abastecimiento de gas, o el plan transitorio de abastecimiento de gas natural. El agente que inicie la ejecución del proyecto informará al MME y a la UPME el inicio de ejecución del proyecto.

Parágrafo 1. Se podrán aplicar los mecanismos centralizados establecidos en la presente Resolución para ejecutar un proyecto general si la UPME lo incluye dentro de los proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural cuando observe que dentro de los doce (12) meses siguientes a la fecha en que el MME adopte el plan de abastecimiento de gas, o el plan transitorio de abastecimiento de gas natural, ningún agente inicia la ejecución del proyecto.

Parágrafo 2. Se entenderá que un agente ha iniciado la construcción del proyecto si ha concluido los diseños, ha obtenido la licencia ambiental, ha adquirido la tubería en el caso de construcción de gasoductos, y ha iniciado obras de ingeniería y asociadas para construir el proyecto.

Cuy



Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

Capítulo IV **Ejecución de proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural**

Artículo 21. Fecha de inicio de ejecución. Corresponde a la fecha prevista de inicio de ejecución de un proyecto indicada en el cronograma y considerada para la definición de la curva S.

La fecha de inicio de un proyecto podrá ser modificada por una sola vez por el adjudicatario o por el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*. La nueva fecha de inicio, el cronograma y la curva S ajustada, junto con el visto bueno del auditor, deberán ser entregados a la UPME antes de la fecha de inicio prevista inicialmente en la oferta técnica del adjudicatario. Esta modificación no dará lugar a modificar la FPO.

Parágrafo. Antes de la fecha de inicio de ejecución del proyecto, y de acuerdo con las revisiones anuales del plan de abastecimiento de gas natural, la UPME de común acuerdo con el adjudicatario, o con el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, y previa aprobación del MME, podrá modificar la FPO. Una vez se modifique la FPO el adjudicatario dispondrá de 15 días calendario para ajustar el cronograma del proyecto, la duración del contrato de auditoría y la vigencia de la garantía de cumplimiento.

Artículo 22. Ajustes a la FPO durante la ejecución de proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural. Iniciada la ejecución de los proyectos adjudicados mediante procesos de selección, o la ejecución a través del transportador incumbente para proyectos de *IPAT*, la FPO podrá ser modificada previa aprobación del MME, o la entidad que este delegue, cuando ocurran atrasos por eventos debidamente justificados. Estos eventos pueden ser, entre otros, los siguientes: (i) fuerza mayor debidamente comprobada; o (ii) alteración del orden público acreditada por la autoridad competente que conduzca a la paralización temporal en la ejecución del proyecto y que afecte de manera grave la FPO; o (iii) demoras en la expedición de la licencia ambiental originadas en hechos fuera del control del adjudicatario del proyecto, o del transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, y de su debida diligencia. Una vez se modifique la FPO el adjudicatario o el transportador incumbente dispondrá de 15 días calendario para ajustar el cronograma del proyecto, la duración del contrato de auditoría y la garantía de cumplimiento.

Artículo 23. Auditoría. Todos los proyectos que se ejecuten bajo procesos de selección, o a través del transportador incumbente según se establece en el Artículo 4 de la presente Resolución, deberán contar con una firma auditora en los términos y condiciones aquí establecidos, la cual deberá ser seleccionada a partir de una lista de firmas auditoras elaborada por el CNOG.

El CNOG elaborará y publicará la lista de firmas auditoras de acuerdo con los parámetros y consideraciones que señale la UPME para tal fin. La lista será revisada por lo menos una vez al año y tendrá en cuenta los comentarios que la UPME emita sobre el desempeño, calidad y experiencia de los auditores.

Cenf
107

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

El auditor seleccionado no podrá tener participación alguna con el adjudicatario del proyecto y sus contratistas, ya sea en calidad de matriz, filial, subsidiaria o subordinada, de acuerdo con lo dispuesto en la legislación.

La firma auditora será contratada por una fiducia y el contrato deberá tener una vigencia, por lo menos, hasta seis meses después de la FPO o de la FPO ajustada según se establece en el Artículo 22 de la presente Resolución. La fiducia será contratada por el adjudicatario, o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, y este entregará a la fiducia, al momento de suscribir el contrato, todos los recursos correspondientes al costo de la auditoría establecido por la UPME. Cuando haya ajustes en la FPO, según se establece en el Artículo 22 de la presente Resolución, y este ajuste de lugar a aumentar los costos de la auditoría, la UPME informará al adjudicatario, o al transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, y fijará el plazo para que este entregue a la fiducia los recursos para cubrir los costos adicionales de la auditoría.

El alcance de la auditoría exigida corresponderá a las obligaciones asignadas en el Artículo 24 de la presente Resolución. Su incumplimiento dará lugar a la terminación del contrato y a que la firma auditora sea excluida de la lista que elabora el CNOG.

Para seleccionar el auditor se tendrá en cuenta lo siguiente:

- a) De la lista de firmas auditoras publicada por el CNOG la UPME escogerá, mediante proceso competitivo, la firma auditora y su costo para cada proyecto.
- b) En los términos de referencia del proceso de selección la UPME dará a conocer el costo de la auditoría y el nombre del auditor con el objeto de que el proponente incluya dicho costo dentro de su oferta. Cuando se trate de proyectos de *IPAT* ejecutados como se establece en el Artículo 4 de la presente Resolución, la UPME informará a la CREG y al transportador incumbente el costo de la auditoría y el nombre del auditor antes del plazo límite para el transportador incumbente establecido en el literal e) del Artículo 4 de la presente Resolución.
- c) La minuta del contrato entre la fiducia y el auditor deberá acogerse a lo que para tales fines establezca la UPME y deberá contener las obligaciones del auditor establecidas en el Artículo 24 de la presente Resolución y en los documentos con los que se abra el proceso de selección.
- d) El adjudicatario, o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, deberá suscribir un contrato de fiducia, con una entidad debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, donde se definirá, entre otros aspectos, que la UPME es la entidad que autoriza los pagos al auditor.

Parágrafo. La primera lista de firmas habilitadas para desarrollar la auditoría de los proyectos deberá ser publicada por el CNOG dentro de los tres meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente Resolución.

Artículo 24. Obligaciones del auditor. El auditor seleccionado para el proyecto deberá radicar en las oficinas i) del MME, ii) de la UPME, iii) de la SSPD, iv) de

Cuy
Ipt

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

la fiducia que contrató al auditor, y v) del adjudicatario o del transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, informes sin ambigüedades con mínimo la siguiente información:

- a) Un informe cada noventa (90) días calendario contados a partir del momento en que se legalice su respectivo contrato, donde se presente el resultado de verificación del cumplimiento del cronograma, de la curva S y de las características técnicas establecidos para el proyecto. El informe deberá explícitamente indicar el número de meses de atraso en números enteros según el cronograma y la curva S. Un atraso mayor o igual a 15 días calendario se contará como un mes, y un atraso menor a 15 días se contará como cero.

En caso de incumplimiento de requisitos técnicos del proyecto el informe deberá indicar las desviaciones en los requisitos respecto de las normas y estándares aplicables según el proyecto.

- b) Un informe final en donde certifique que el proyecto se ajusta a los requerimientos establecidos en el plan de abastecimiento, así como que el proyecto cumple lista de chequeo a satisfacción que demuestre que se encuentra listo para su entrada en operación.
- c) Cuando se configure un incumplimiento insalvable como se establece en el Artículo 25 de la presente Resolución, un informe de manera inmediata en donde se ponga en conocimiento tal situación. Este informe deberá acompañarse de un inventario de las obras ejecutadas e indicar el avance porcentual de cada una.
- d) Los demás informes que sobre temas específicos requieran el MME, o a quién este delegue, la SSPD o la UPME.

El MME, o a quien este delegue, y la SSPD podrán verificar que se esté dando cumplimiento al cronograma y a lo establecido en esta Resolución con relación a proyectos que se ejecuten a través de procesos de selección.

Con base en el informe del literal b) del presente Artículo, y dentro de los 10 días hábiles siguientes a la entrada en operación del proyecto, el CNOG expedirá un certificado de entrada en operación que remitirá al MME, a la UPME, a la SSPD, y al adjudicatario o al transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*.

Parágrafo. El adjudicatario, o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, deberán entregar al auditor toda la información que este requiera para el cumplimiento de sus obligaciones.

Artículo 25. Incumplimiento insalvable. Las situaciones que constituyen un incumplimiento insalvable y que obligan al auditor a informar respecto de la ocurrencia de ésta situación, son las siguientes:

- a) Abandono por parte del adjudicatario, o del transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, de la ejecución del proyecto,



Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

_____ dado por la cesación no justificada de las actividades descritas en el cronograma detallado de las etapas de construcción del proyecto.

- b) Cuando en el informe de que trata el literal a) del Artículo 24 de la presente Resolución el auditor verifique que el adjudicatario, o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, omitió corregir desviaciones, identificadas en el informe previo, que no corresponden a las características del proyecto definido en el plan de abastecimiento adoptado por el MME y en los documentos de selección, siendo obligación de este hacerlo.
- c) Cuando en el informe de que trata el literal a) del Artículo 24 de la presente Resolución el auditor verifique que el adjudicatario, o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, no corrigió desviaciones en el proyecto, identificadas en el informe previo, que llevan a que las características técnicas de alguno de los activos del proyecto sean menores a las requeridas por los estándares y normas técnicas aplicables. Para el caso de proyectos de transporte de gas los estándares y normas técnicas aplicables se establecen en el numeral 6 del RUT, o aquellas normas que lo modifiquen o sustituyan.
- d) Cuando a la terminación del proyecto el auditor identifique que el proyecto ejecutado no coincide con los requerimientos exigidos en el plan de abastecimiento de gas y en los documentos de selección.

Artículo 26. Conexión del proyecto. El adjudicatario del proyecto será el responsable de realizar, atendiendo la regulación establecida en el RUT, los puntos de entrada, los puntos de salida y conexiones que se requieran en el SNT para poner en operación el proyecto.

Artículo 27. Patrimonio autónomo. Para cada proyecto el adjudicatario, o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, deberá constituir un patrimonio autónomo a través del cual se administrará la garantía de cumplimiento, de conformidad con lo establecido en el Anexo 2 de la presente Resolución.

Parágrafo 1. El adjudicatario deberá constituir el patrimonio autónomo antes de que la UPME reporte a la CREG la información de que trata el Artículo 16 de la presente Resolución. Una vez constituido el patrimonio autónomo el adjudicatario reportará al MME y a la UPME la información que permita identificar este patrimonio autónomo.

Parágrafo 2. Cuando se trate del transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, este deberá constituir el patrimonio autónomo antes de radicar en la CREG la información de que trata el literal e) del Artículo 4 de la presente Resolución. Una vez constituido el patrimonio autónomo el transportador incumbente reportará al MME y a la UPME la información que permita identificar este patrimonio autónomo.

Artículo 28. Garantía de seriedad. Corresponde a la garantía que debe exigir la UPME dentro de los documentos de selección como uno de los requisitos para participar en un proceso de selección. Esta garantía se hará a favor de la UPME.

Cuf
APM

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

Parágrafo 1. Las condiciones generales de la garantía de seriedad las determinará la UPME.

Parágrafo 2. Las únicas condiciones regulatorias que se deben observar en la garantía de seriedad es que cubra el diez por ciento (10%) del valor estimado del proyecto por parte de la UPME y que su vigencia cubra el evento de que el adjudicatario no entregue la garantía de cumplimiento. Si el adjudicatario no entrega la garantía de cumplimiento esa situación será considerada dentro de los eventos para hacer efectiva la garantía de seriedad.

Artículo 29. Garantía de cumplimiento. El adjudicatario, o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, deberá constituir una garantía de cumplimiento a nombre del patrimonio autónomo, de conformidad con lo establecido en el Anexo 3 de la presente Resolución.

Cuando ocurra alguno de los eventos de incumplimiento definidos en el numeral 3.6 del Anexo 3 de la presente Resolución, sin perjuicio de las sanciones administrativas a que haya lugar, el patrimonio autónomo ejecutará la garantía y transferirá los respectivos recursos conforme se indica en el Artículo 30 de la presente Resolución.

Artículo 30. Destino de los recursos provenientes de la ejecución de garantías de cumplimiento. Cuando el patrimonio autónomo ejecute una garantía de cumplimiento, el destino de los respectivos recursos, con sus rendimientos y descontados los respectivos costos de transacción, será el siguiente:

Los recursos se utilizarán para que el transportador que debe recaudar ingresos para el adjudicatario, o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, disminuya el valor del servicio de transporte a los remitentes que se esperaba beneficiar con el proyecto en el que se presentó el incumplimiento, de la siguiente forma:

$$FIP_m^s = \min\left(1, \frac{SA_m^s}{\sum_{i=1}^{NR_s} CTR_{i,m}^s}\right)$$

$$CP_{i,m}^s = CTR_{i,m}^s * (1 - FIP_m^s)$$

$$CPG_{i,m}^s = CTR_{i,m}^s * FIP_m^s$$

Donde:

FIP_m^s : Fracción de los ingresos por el servicio de transporte del mes m que se pagará al transportador en el mes $m + 1$ utilizando el saldo acumulado de la garantía ejecutada asociada al proyecto s .

SA_m^s : Saldo acumulado, al último día del mes m , de los valores recibidos por ejecución de la garantía relacionada con el proyecto s , incluyendo los rendimientos pagados y los costos. Este valor estará expresado en pesos y será informado al transportador por el patrimonio autónomo.

Cuf


Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

$CTR_{i,m}^s$: Costo del servicio de transporte aplicable al remitente i , durante el mes m , quien se esperaba beneficiar con el proyecto s a facturar en el mes $m + 1$ por parte del transportador. Este costo corresponderá al costo asociado a la remuneración de (i) la infraestructura del transportador; (ii) los proyectos de *IPAT* ejecutados por el transportador incumbente; y (iii) los proyectos ejecutados mediante procesos de selección que corresponde a la variable PS_m^s descrita en el Artículo 19 de la presente Resolución. Este valor estará expresado en pesos.

$CP_{i,m}^s$: Parte del costo del servicio de transporte durante el mes m , aplicable al remitente i que se esperaba beneficiar con el proyecto s , que pagará dicho remitente en el mes $m + 1$. Este valor estará expresado en pesos.

$CPG_{i,m}^s$: Parte del costo del servicio de transporte durante el mes m , aplicable al remitente i que se esperaba beneficiar con el proyecto s , que se pagará en el mes $m + 1$ con los recursos provenientes de la ejecución de la garantía asociada al proyecto s . Este valor estará expresado en pesos.

NR_s : Número de remitentes que se esperaba beneficiar con el proyecto s en el respectivo sistema de transporte.

m : Corresponde al mes calendario de prestación del servicio.

Parágrafo 1. Cuando se ejecute una garantía de cumplimiento, el patrimonio autónomo informará inmediatamente a cada transportador responsable de la facturación y recaudo del *IAE* el monto de recursos disponibles por la ejecución de la garantía que le serán transferidos. Para determinar el monto de recursos que serán transferidos a cada transportador el patrimonio autónomo observará el porcentaje de asignación para cada sistema de transporte según lo establecido en el Artículo 17 de la presente Resolución.

Con esta información cada transportador responsable de la facturación y recaudo del *IAE* aplicará en el siguiente período de facturación las fórmulas del presente artículo para disminuir el valor del servicio de transporte a los remitentes que se esperaba beneficiar con el proyecto en el que el adjudicatario incumplió. El patrimonio autónomo transferirá a cada transportador los recursos de la garantía que le corresponden para cubrir las cantidades $CPG_{i,m}^s$ una vez el transportador facture a los respectivos remitentes de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 123 de 2013 y aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 2. El transportador responsable de la facturación y recaudo del *IAE* deberá conservar los soportes de cálculo de las cantidades $CPG_{i,m}^s$ y $CP_{i,m}^s$ descritas en las fórmulas del presente artículo para cuando las autoridades competentes o los remitentes los soliciten.

Artículo 31. Consecuencias de la ejecución de la garantía de cumplimiento. Cuando ocurra alguno de los eventos de incumplimiento definidos en el Anexo 3 de la presente Resolución, sin perjuicio de las sanciones administrativas a que

Cuf
10/10

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

haya lugar, el adjudicatario, o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, perderá el derecho a recibir el flujo de ingresos o remuneración por el proyecto y deberá tomar las acciones necesarias para retirarse de la ejecución del proyecto y no obstaculizar la culminación del mismo por parte del adjudicatario que resulte del nuevo proceso de selección que se inicie para la culminación de dicho proyecto. El adjudicatario o el transportador incumbente incumplido no podrá participar en el nuevo proceso de selección.

El nuevo adjudicatario podrá realizar cualquier negocio jurídico con el adjudicatario o el transportador incumbente incumplido sobre los activos, servidumbres o materiales que este último haya adquirido o negociado. En los casos que procedan la CREG podrá hacer uso de sus facultades legales para imponer las servidumbres a que hubiere lugar.

Artículo 32. Vigencia. La presente resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial*.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá D.C. a 24 JUL 2017


GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo

Caf
IPAT

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

Anexo 1. Criterios a tener en cuenta en los procesos de selección

Para el desarrollo de los procesos de selección se deberán tener presente los siguientes criterios:

- a) Requisitos objetivos que permitan la participación plural de proponentes dentro del proceso de selección.
- b) Reglas objetivas, justas, claras y completas que permitan la confección de ofrecimientos de la misma índole, aseguren una escogencia objetiva y eviten las declaratorias de desierta del proceso de selección.
- c) Transparencia: entendida como la definición previa y aplicación de reglas explícitas y públicas para las empresas interesadas en participar en el proceso de selección.
- d) Eficiencia económica: entendida como la escogencia de la propuesta de mínimo costo.
- e) Información relevante: se entenderá por información relevante la siguiente relacionada con las distintas actividades del proceso de selección:
 - Documentos que evidencien la publicidad de las reglas del proceso de selección y de las eventuales modificaciones a las mismas.
 - Descripción de las reglas utilizadas en el proceso de selección que evidencie que la escogencia del adjudicatario se basa en criterios de mínimo costo.
 - Descripción de los procedimientos de aplicación de las reglas de escogencia del adjudicatario.
 - Valor resultante del proceso de adjudicación: valor que corresponde al valor presente del *IAE* como se establece en el Artículo 13 de la presente Resolución.
 - Descripción del proyecto que deberá corresponder con lo definido tanto por el plan transitorio de abastecimiento de gas natural como por el plan de abastecimiento de gas natural adoptado por el MME con base en el estudio técnico que efectúe la UPME, conforme a lo dispuesto por los Artículos 1 y 2 de la Resolución No. 4 0052 de 2016 del MME, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.


GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente ✓


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo



Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

Anexo 2. Fiducia mercantil para la administración de las garantías de cumplimiento

Este anexo trata sobre las disposiciones que deben cumplir los adjudicatarios, o los transportadores incumbentes que ejecuten en primera instancia proyectos de *IPAT*, en materia de la constitución del patrimonio autónomo cuando ejecuten proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural, o del plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

1. Instrumento fiduciario

La forma del instrumento fiduciario corresponde a la de una fiducia mercantil. En estos términos, el adjudicatario o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT* deberá constituir un patrimonio autónomo a través de una sociedad fiduciaria legalmente establecida en Colombia.

Esta disposición se refiere a la utilización de fiducias mercantiles en los términos del Artículo 1126 y siguientes del Código de Comercio, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

2. Objeto del patrimonio autónomo

El adjudicatario o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, para cada proyecto deberá constituir un patrimonio autónomo con el objeto exclusivo de administrar la garantía de cumplimiento.

3. Principios en la constitución del patrimonio autónomo

Objeto exclusivo:	Administración de la garantía de cumplimiento del proyecto a ejecutar mediante proceso de selección o a través del transportador incumbente. Por administración se entenderá las labores de: i) recibir la garantía, ii) aprobar la garantía, iii) custodiar la garantía, iv) ejecutar la garantía cuando sea del caso y v) transferir los recursos de manera oportuna a los beneficiarios de los recursos provenientes de la ejecución de las garantías, que se indican en el Artículo 31 de la presente Resolución.
Continuidad:	El adjudicatario o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de <i>IPAT</i> garantizará que el patrimonio autónomo estará disponible desde su constitución hasta dos meses después de que el auditor certifique la entrada en operación del proyecto o hasta cuando se ejecute la garantía de cumplimiento y el patrimonio autónomo transfiera el 100% de los recursos, con los respectivos rendimientos y descontando los respectivos costos de transacción a que haya lugar.

Cuy
IPAT

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

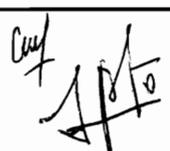
Diligencia	El patrimonio autónomo deberá realizar diligentemente todos los actos necesarios para la consecución de su finalidad. Durante la ejecución del proyecto, cuando el auditor reporte retrasos, conforme se indica en el Artículo 24 de la presente Resolución, exigirá al adjudicatario, o al transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de IPAT, el reajuste de la garantía de cumplimiento.
Independencia	El patrimonio autónomo mantendrá los recursos objeto de la fiducia separados de los suyos y de los que correspondan a otros negocios fiduciarios.
Eficiencia	El patrimonio autónomo se regirá por procesos eficientes que aseguren a las partes procesos óptimos en el recibo y revelación de información, recibo de garantías y transferencia de recursos, entre los más relevantes.

4. Calidades de la sociedad fiduciaria que se utilice la para la constitución del patrimonio autónomo que se constituya

La sociedad fiduciaria deberá estar autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia, aspecto que deberá ser acreditado mediante el certificado de existencia y representación legal que para el efecto se expide y deberá comprometerse por escrito a actuar conforme a todas las disposiciones contenidas en la regulación vigente.


GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo


Cuy
18/10

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

Anexo 3. Disposiciones generales de las garantías de cumplimiento

Este anexo trata sobre las disposiciones que deben cumplir los adjudicatarios, o los transportadores incumbentes que ejecuten en primera instancia proyectos de *IPAT*, en materia de la constitución de las garantías de cumplimiento cuando ejecuten proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural, o del plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

1. Criterios generales que deben cumplir las garantías

- 1.1** Cuando se trate de garantías otorgadas por una entidad financiera domiciliada en Colombia se deberá acreditar una calificación de riesgo crediticio de la deuda de largo plazo de grado de inversión por parte de una agencia calificadora de riesgos vigilada por la Superintendencia Financiera de Colombia.
- 1.2** Cuando se trate de garantías otorgadas por una entidad financiera del exterior ésta deberá estar incluida en el listado de entidades financieras del exterior contenido en el anexo No. 1 de la Circular Reglamentaria Externa DCIN-83 de 2003 del Banco de la República o en las normas que lo modifiquen o sustituyan y acreditar una calificación de deuda de largo plazo de Standard & Poor's Corporation, Fitch Ratings o de Moody's Investor's Services Inc., de al menos grado de inversión.
- 1.3** La entidad financiera otorgante de la garantía deberá pagar al primer requerimiento del beneficiario (i.e. el patrimonio autónomo) los correspondientes recursos en la cuenta bancaria de la entidad financiera en Colombia que para tales efectos se haya constituido.
- 1.4** Las garantías deben ser otorgadas de manera irrevocable e incondicional a la orden del patrimonio autónomo que se conforme.
- 1.5** El patrimonio autónomo que se conforme debe tener la preferencia para obtener incondicionalmente y de manera inmediata el pago de la obligación garantizada en el momento de su ejecución, en la cuenta bancaria en Colombia que para tales efectos establezca el fideicomiso o patrimonio autónomo.
- 1.6** Las garantías deben ser líquidas y fácilmente realizables en el momento en que deban hacerse efectivas.
- 1.7** La entidad financiera otorgante deberá pagar dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha en que se realice el primer requerimiento siempre que se trate de una entidad financiera domiciliada en Colombia, o dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la fecha en que se realice el primer requerimiento, siempre que se trate de una entidad financiera del exterior.
- 1.8** El valor pagado por la entidad financiera otorgante deberá ser igual al valor total de la cobertura conforme a lo indicado en el presente anexo.

Handwritten signature and initials

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

Por tanto, el valor pagado deberá ser neto, libre de cualquier tipo de deducción, depósito, comisión, encaje, impuesto, tasa, contribución, afectación o retención por parte de la entidad financiera otorgante y/o de las autoridades cambiarias, tributarias o de cualquier otra índole que pueda afectar el valor del desembolso de la garantía.

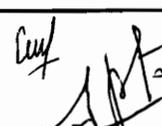
- 1.9** La entidad financiera otorgante de la garantía deberá renunciar a requerimientos judiciales, extrajudiciales o de cualquier otro tipo, para el pago de la obligación garantizada, tanto en Colombia como en el exterior.
- 1.10** Cuando se trate de garantías expedidas por entidades financieras domiciliadas en Colombia, el valor de la garantía constituida deberá estar calculado en moneda nacional.
- 1.11** Cuando se trate de garantías expedidas por entidades financieras del exterior, el valor de la garantía constituida deberá sin ninguna condición cubrir el valor en pesos de la garantía y ser exigible de acuerdo con las Normas RUU 600 de la Cámara de Comercio Internacional -CCI- (ICC Uniform Customs and Practice for Documentary Credits UCP 600) o aquellas Normas que las modifiquen o sustituyan y con las normas del estado Nueva York de los Estados Unidos de América. Estas garantías deberán prever mecanismos expeditos y eficaces para resolver definitivamente cualquier disputa que pueda surgir en relación con la garantía entre el beneficiario y el otorgante aplicando las normas que rigen su exigibilidad, tales como la decisión definitiva bajo las reglas de conciliación y arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional, CCI, por uno o más árbitros designados según lo establecen las mencionadas reglas, o a través de los jueces del Estado de Nueva York.

Para efectos de demostrar el cumplimiento de los criterios 1.1 y 1.2 del presente numeral, los adjudicatarios o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT* deberán acreditar al patrimonio autónomo, al momento de presentación, ajuste o reposición de las garantías, que la entidad financiera otorgante satisface los requerimientos indicados en estos criterios.

Los agentes que utilicen garantías deben informar al patrimonio autónomo cualquier modificación en la calificación de que tratan los numerales 1.1 y 1.2 del presente numeral, así como también toda circunstancia que afecte o pueda llegar a afectar en cualquier forma la garantía o la efectividad de la misma. Dicha información debe ser comunicada a más tardar cinco (5) días hábiles después de ocurrido el hecho.

Para la aceptación de una garantía otorgada por una entidad financiera del exterior, el adjudicatario o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT* deberá adjuntar los formularios debidamente diligenciados y registrados ante el Banco de la República y que, de acuerdo con las normas del mismo, sean necesarios para el cobro de la garantía por parte del patrimonio autónomo.

2. Tipos de garantías



Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

Los tipos de garantías que serán aceptadas para los efectos de la presente Resolución son los siguientes:

2.1 Garantía bancaria de una entidad financiera en Colombia: Instrumento mediante el cual una institución financiera, debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, garantiza de forma incondicional e irrevocable el pago de las obligaciones indicadas en la presente Resolución. La forma y perfeccionamiento de esta garantía se regirá por las normas del Código de Comercio que regulan la materia y por las demás disposiciones aplicables o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

2.2 Carta de crédito *stand by* de una entidad financiera en Colombia: Crédito documental e irrevocable, mediante el cual una institución financiera, debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, se compromete directamente o por intermedio de un banco corresponsal, al pago de las obligaciones indicadas en la presente Resolución, contra la previa presentación de la carta de crédito *stand by*. La forma y perfeccionamiento de ésta se regirán por las normas del Código de Comercio que regulan la materia y por las demás disposiciones aplicables o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

2.3 Carta de crédito *stand by* de una entidad financiera del exterior: Crédito documental e irrevocable mediante el cual una institución financiera del exterior se compromete directamente o por intermedio de un banco corresponsal al pago de las obligaciones establecidas en la presente Resolución, contra la previa presentación de la carta de crédito *stand by*.

2.4 Prepago: Recursos en moneda colombiana que cubren el 100% del valor de la garantía.

Los adjudicatarios, o los transportadores incumbentes que ejecuten en primera instancia proyectos de *IPAT*, podrán combinar los tipos de garantías mencionados anteriormente para cubrir el 100% del valor de las garantías de que trata este Anexo.

3. Garantía de cumplimiento

3.1 Destino de los recursos: Los recursos provenientes de la ejecución de la garantía de cumplimiento se destinarán a disminuir los pagos por uso del sistema nacional de transporte de los beneficiarios de las garantías que son los que se indican en los artículos 16 y 31 de la presente Resolución.

3.2 Fecha de aprobación: El adjudicatario deberá obtener la aprobación de la garantía por parte del patrimonio autónomo hasta las 17:00 horas de los siguientes quince (15) días calendarios a la notificación del acto administrativo de la UPME mediante el cual adjudica el proyecto. Para el caso del transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT* la garantía deberá estar aprobada por el patrimonio autónomo dentro de los 45 días de que trata el literal e) del Artículo 4 de la presente Resolución.

conf
IPAT

Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

3.3 Vigencia de la garantía: El plazo que cubre la garantía corresponderá al número de días calendario de duración del proyecto, según el cronograma y la curva S, más 30 días adicionales.

Se podrán aceptar garantías con plazos de cubrimiento de doce (12) meses siempre y cuando antes de finalizar el periodo de cubrimiento se emita una nueva garantía, con las mismas condiciones.

En otras palabras, cuando el adjudicatario, o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, decida poner garantías con vigencias menores al periodo de tiempo de duración del proyecto, según el cronograma y la curva S, más 30 días adicionales, la garantía deberá contener una disposición explícita de ejercicio, en caso de que antes de su vencimiento el adjudicatario o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT* no ponga la nueva garantía de cumplimiento.

3.4 Valor inicial de la garantía: Para los procesos de selección será del siete por ciento del valor de la oferta, expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de presentación de la oferta. Para el caso de los transportadores incumbentes que ejecuten en primera instancia proyectos de *IPAT* será de diez por ciento del valor eficiente del activo adoptado por la CREG, según se establece en el literal c) del Artículo 4 de la presente Resolución, expresado en pesos colombianos.

3.5 Ajustes mensuales al valor de la garantía

Mensualmente, el valor de la garantía será objeto de ajustes por retrasos en la ejecución del proyecto, según la información del cronograma y la curva S.

Los ajustes en el valor de la garantía ocasionados por retrasos deberán efectuarse conforme el siguiente procedimiento:

Cuando se presente un retraso por modificación de la FPO debidamente aprobado por el MME según se establece en el Artículo 22 de la presente Resolución, o cuando el auditor identifique en su reporte retrasos en la ejecución del proyecto, según el cronograma y la curva S, el adjudicatario o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, a partir de la aprobación del MME o de la emisión del reporte de auditoría, según aplique, deberá ajustar en un plazo máximo de 15 días calendario el valor de la garantía conforme la siguiente expresión:

$$VG = VGI \times FAR \quad \text{Ecuación 1}$$

$$FAR = \begin{cases} 1 + \frac{1,23^m}{M}, & m > 0 \\ 1, & m = 0 \end{cases}$$

Donde:

VG: Valor de la garantía en pesos colombianos.

Aut
JPT

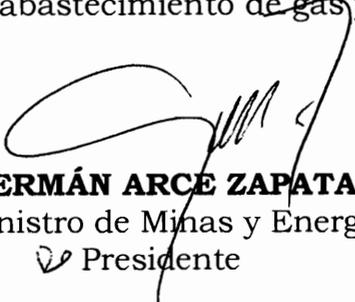
Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

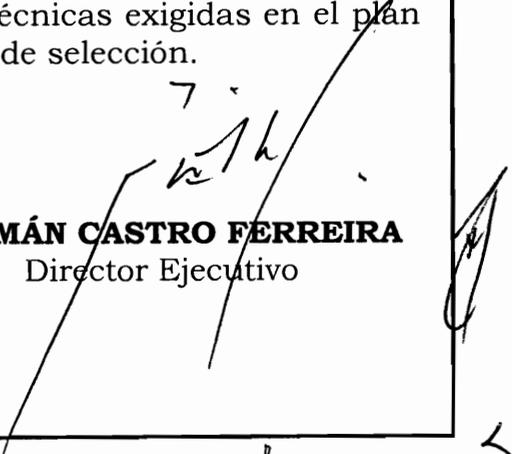
<i>VGI:</i>	Valor de garantía inicial en pesos colombianos.
<i>FAR:</i>	Factor de ajuste por retrasos.
<i>m:</i>	Número de meses de retraso con respecto al cronograma y la curva S, en el informe de auditoría del auditor. Corresponderá a un número entero.
<i>M:</i>	Número de meses del proyecto, según el cronograma y la curva S. Corresponderá a un número entero.

3.6 Ejecución de la garantía de cumplimiento

El patrimonio autónomo encargado de la administración de la garantía de cumplimiento debe ejecutar la garantía bajo su custodia cuando se produzca alguno de los siguientes eventos:

- 3.6.1** Cuando dentro del plazo máximo previsto el adjudicatario o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT* no actualice el valor de la garantía por retrasos debidos a modificación de la FPO debidamente aprobada por el MME o por retrasos identificados en el informe del auditor.
- 3.6.2** Cuando el retraso en la ejecución del proyecto, informado por el auditor, sea mayor o igual al 50% del plazo previsto en el cronograma de ejecución del proyecto.
- 3.6.3** Cuando el auditor concluya que el adjudicatario o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT* abandonó el proyecto objeto de la auditoría.
- 3.6.4** Cuando el auditor concluya que el adjudicatario o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT* no corrigió las desviaciones de que trata el literal b) del Artículo 25 de la presente Resolución.
- 3.6.5** Cuando el auditor concluya que el adjudicatario o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT* no corrigió las desviaciones de que trata el literal c) del Artículo 25 de la presente Resolución.
- 3.6.6** Cuando a la terminación del proyecto el auditor identifique que el proyecto ejecutado no coincide con las características técnicas exigidas en el plan de abastecimiento de gas y en los documentos de selección.


GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo

Cuf
IPAT



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 240 DE 2016

(910Z '310 90)

Por la cual se adoptan las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994, y en desarrollo de los decretos 1523 y 2253 de 1994 y 1260 de 2013 y,

CONSIDERANDO QUE:

Según lo dispuesto en el artículo 73 de la Ley 142 de 1994, corresponde a esta Comisión regular los monopolios en la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, promover la competencia entre quienes prestan dicho servicio, 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.

De acuerdo con el literal a. del numeral 74.1 del artículo 74 de la Ley 142 de 1994, es función especial 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. La comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.*

El numeral 14.11 del Artículo 14 de la Ley 142 de 1994 definió el régimen tarifario de libertad vigilada como el *régimen de tarifas mediante el cual las empresas de servicios públicos domiciliarios pueden determinar libremente las tarifas de venta a medianos y pequeños consumidores, con la obligación de informar por escrito a las comisiones de regulación, sobre las decisiones tomadas sobre esta materia.*

Por la cual se adoptan las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano

El numeral 14.28 del artículo 14 de la Ley 142 de 1994 define el servicio público domiciliario de gas combustible como *el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición. También se aplicará esta Ley a las actividades complementarias de comercialización desde la producción y transporte de gas por un gasoducto principal, o por otros medios, desde el sitio de generación hasta aquel en donde se conecte a una red secundaria.*

El régimen tarifario del servicio público domiciliario de gas combustible incluye reglas relativas al régimen de regulación o de libertad vigilada, tal como está previsto en el artículo 86 de la ley 142 de 1994.

El artículo 11 de la Ley 401 de 1997, determina que *con el propósito de asegurar una prestación eficiente del servicio público de gas, combustible que se transporte por red física a todos los usuarios del territorio nacional, las actividades distintas a su exploración, explotación y su procesamiento, se regirán por las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994.*

La Ley 1715 de 2014 *por la cual se fomenta el desarrollo de fuentes no convencionales de energía renovable con el fin de incluirlas en el sistema energético nacional*, establece en el artículo 37 que, *Se apoyará el uso de fuentes de energía local, de carácter renovable principalmente, para atender necesidades energéticas diferentes a la generación de electricidad.*

En este sentido el biogás es una fuente no convencional de energía renovable capaz de ofrecer soluciones energéticas de gas combustible y electricidad utilizando una misma tecnología de producción, permitiendo desarrollar proyectos más eficientes para beneficio de los usuarios.

Generalmente se encuentra en la primera (1^a) familia de los gases combustibles; igualmente, así lo clasifica la definición establecida en la Norma Técnica Colombiana NTC-3527.

Cuando se eleva el porcentaje de metano del biogás transformándolo en biometano, alcanza a clasificarse dentro de la 2^a familia de gases combustibles, haciendo que sus características sean muy similares a las del gas natural.

La regulación vigente expedida por la CREG (i.e. régimen de precios del producto, regulación de redes y calidad del servicio y del producto) para el servicio público domiciliario de gas combustible aplica para el gas natural (2^a familia) y el gas licuado del petróleo -GLP- (3^a familia).

Se observa de acuerdo con los análisis y estudios de la información que ha recopilado la CREG que en países de Europa y Latinoamérica se ha incrementado el uso del biogás como fuente de generación de energía, al punto que en Alemania, se generaron 24 millones de MW/h en 2013, lo que equivale al 41% del consumo de energía eléctrica en Colombia en 2014.

Con el desarrollo permanente de las energías renovables, y específicamente con grandes avances en tecnologías de biogás para uso como gas combustible y

Por la cual se adoptan las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano

energía eléctrica, algunas empresas en Colombia están evaluando alternativas para desarrollar proyectos tendientes a aprovechar este gas combustible de diversas fuentes, como son las residuales (agrícolas, aguas residuales, rellenos sanitarios entre otras) y las cultivadas (pastos y otros cultivos dedicados).

Además, es una importante alternativa para las zonas no interconectadas eléctricas (ZNI) que representan el 66% del territorio nacional y 601,486 habitantes (UPME PIEC 2010-2014) en localidades típicamente afectadas por restricciones sociales y de infraestructura.

Teniendo en cuenta las numerosas experiencias de uso continuo en otros países de Europa, Asia, África y América Latina, se considera importante su desarrollo dentro del territorio nacional para ser utilizado por usuarios industriales y residenciales como una fuente energética alternativa.

Adicionalmente, el biogás representa en el mundo soluciones ambientales, ya que utiliza fuentes de combustible residuales disponibles, locales y es una energía renovable con numerosos beneficios asociados como son: la reducción de la emisión de gases efecto invernadero, substituye los combustibles fósiles, genera fertilizantes minerales y presenta una alternativa para la disposición de residuos potencialmente dañinos para el ambiente.

La Resolución CREG 135 de 2012 *Por la cual se adoptan normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás*, estableció en su momento las reglas a ser tenidas en cuenta para la prestación del servicio público domiciliario a través del biogás por redes aisladas para usuarios regulados y usuarios no regulados, pero condiciona el inicio de la prestación del servicio a la adopción de las medidas de calidad y seguridad.

Dispuso que una vez se adoptaran las medidas anteriores, se podía determinar el precio del Biogás por parte de la CREG y de esa forma proceder a la inyección del combustible en las redes interconectadas al sistema nacional.

Existe interés por parte de algunas empresas para desarrollar iniciativas tendientes a aprovechar el biogás como EPM y Pro Orgánica, estas empresas han enviado comunicaciones solicitando regulación en relación con el tema del biogás en Colombia, haciendo referencia a los siguientes aspectos:

- Flexibilizar la integración vertical para permitir el flujo de biogás por redes de distribución, y establecer las condiciones de calidad y seguridad.
- Permitir la Integración vertical en redes aisladas y establecer las condiciones de calidad, seguridad.
- Autorizar la libre comercialización del biogás entre comercializadores, productores y usuarios finales bajo libertad vigilada.
- Ampliar la regulación incluyendo como fuente de biogás las biomásas cultivadas.

Handwritten signature and stamp in the bottom right corner of the page.

Por la cual se adoptan las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano

Con base en lo anterior, de parte de la CREG mediante radicado S-2016-000380 de fecha enero 28 de 2016, se procedió a elevar consulta al Ministerio de Salud y Protección Social, solicitando información relacionada con la regulación vigente en materia del uso del biogás como combustible. Con base en ello, el citado ministerio mediante radicado E-2016-002851 de fecha 17 de marzo de 2016 informó que a la fecha no se han desarrollado ni se están desarrollando normas sanitarias al respecto puesto que no se ha utilizado como un combustible para la prestación de servicios públicos domiciliarios.

Es así como, teniendo en cuenta que es necesario regular aspectos de orden económico, de calidad y de seguridad del servicio con biogás como gas combustible, se considera preciso adoptar normas para regular la prestación del servicio público domiciliario con el energético antes mencionado, en los términos contemplados en la Ley 142 de 1994, en especial lo dispuesto por el numeral 14.21 del Artículo 14, en donde se definen los servicios públicos como: *Son los servicios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, telefonía pública básica conmutada, telefonía móvil rural, y distribución de gas combustible, tal como se define en este capítulo.*

Lo anterior se liga directamente, de acuerdo a lo que se entiende por la prestación del servicio público de gas combustible, en el numeral 14.28 del Artículo 14 de la Ley 142 de 1994, ya citado en la presente resolución.

La prestación del servicio público ya sea con biogás o biometano se enmarca dentro de la Ley 142 de 1994, sin embargo no está por demás manifestar que en ese sentido los productores marginales, tal y como se encuentran definidos en el numeral 14.15 del artículo 14 de la Ley 142 de 1994, a su vez modificado por el artículo 1 de la Ley 689 de 2001, quedan inmersos dentro de la regulación contenida en la presente resolución, en el evento de que presten el servicio público objeto de regulación.

Según lo previsto en el artículo 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo y teniendo en cuenta lo dispuesto por el Decreto 1078 de 2015, la regulación que mediante la presente resolución se adopta ha surtido el proceso de publicidad previo correspondiente, habiéndose puesto en consulta la Resolución CREG 087 de 2016 y recibido comentarios de diferentes agentes, cuyo análisis está contenido en el Documento CREG 151 de diciembre 6 de 2016.

Según lo señalado en el Decreto 2897 de 2010 y en el Decreto 1074 de 2015, no se informó de esta Resolución a la Superintendencia de Industria y Comercio por cuanto se evaluó que no tiene incidencia sobre la libre competencia.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión 749 del 6 de diciembre de 2016, acordó por unanimidad expedir esta resolución.

RESUELVE:

ARTÍCULO 1. Ámbito de aplicación. Esta resolución aplica a las actividades desde la producción, transporte, distribución y comercialización del

Por la cual se adoptan las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano

servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano que realice cualquiera de las personas autorizadas con base en lo dispuesto por el artículo 15 de la ley 142 de 1994.

ARTÍCULO 2. Objeto: Esta resolución establece las condiciones de calidad y seguridad, así como las condiciones tarifarias para desarrollar la prestación de servicios domiciliarios de gas combustible con biogás y biometano.

ARTÍCULO 3. Definiciones. Para efectos de la presente resolución se aplicarán las siguientes definiciones:

Biogás. Mezcla de gases producto del proceso de descomposición anaeróbica de materia orgánica o biodegradable, cuyos componentes principales son metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂), además de contener otros componentes en menor medida que los anteriores.

Biometano. Se refiere al biogás que se ha sometido a procesos de tratamiento para lograr altas concentraciones de metano, que mejoran su poder calorífico y eliminan componentes no deseados y que cumple con RUT.

Biometano por redes de gas natural. Biometano que se inyecta en redes que transportan, por tuberías u otros medios, o distribuyen gas natural para prestar el servicio público domiciliario de gas combustible.

Fuentes residuales: Materiales utilizados para la producción de energía proveniente de un amplio rango de residuos como lo son industriales, forestales, agrícolas o urbanos.

Fuentes cultivadas: Cultivos dedicados, con el fin específico del aprovechamiento energético, provenientes de cultivos agrícolas, principalmente pastos y forrajes, cuya productividad en biomasa es alta y cuya biodegradabilidad es buena.

Libertad vigilada. Régimen de tarifas mediante el cual las empresas de servicios públicos domiciliarios pueden determinar libremente las tarifas de venta a medianos y pequeños consumidores, con la obligación de informar por escrito a las comisiones de regulación, sobre las decisiones tomadas sobre esta materia.

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, de acuerdo con lo dispuesto en las resoluciones CREG-041-2008; Art 1; R. CREG-071-1999; Cap. I. Num. 1.1 o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan.

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, de acuerdo con lo dispuesto en las resoluciones CREG-041-

Por la cual se adoptan las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano

2008; Art 1; R. CREG-071-1999; Cap. I. Num. 1.1 o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan.

Redes aisladas para biogás. Conjunto de tuberías y activos asociados encaminados a distribuir biogás de manera exclusiva, sin mezclarse con otros combustibles, desde el sitio de generación hasta el domicilio de los usuarios, y que no hacen parte de los activos del Sistema Nacional de Transporte –SNT- o de las redes de distribución de gas natural.

RUT. Es el Reglamento Único de Transporte contenido en la Resolución CREG 071 de 1999 y todas aquellas que la complementen o sustituyan.

Servicio público domiciliario de gas combustible con biogás. Es el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de biogás, por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición. Abarca las actividades complementarias de comercialización desde la producción y transporte de biogás por redes aisladas, o por otros medios, desde el sitio de generación hasta aquel en donde se entrega al consumidor final, en adelante SPDBG.

Servicio público domiciliario de gas combustible con biometano. Es el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de biometano, por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición. Abarca las actividades complementarias de comercialización desde la producción y transporte de biometano por un gasoducto principal, o por otros medios, desde el sitio de generación hasta aquel en donde se conecte a una red secundaria, en adelante SPDBM.

SNT. Sigla que se utiliza para hacer referencia al Sistema nacional de transporte de gas.

Usuario no regulado (UNR). Es un consumidor que consume más 100.000 pcd o su equivalente en m³. Para todos los efectos un gran consumidor es un usuario no regulado.

Zonas aisladas. Cualquier lugar dentro del territorio colombiano, que no se encuentre conectado al Sistema Nacional de Transporte –SNT- o a sus redes de distribución de gas natural.

ARTÍCULO 4. Régimen para el SPDBG a través de redes aisladas, para atender usuarios no regulados y GNV. El SPDBG a través de redes aisladas para atender usuarios no regulados y gas natural vehicular, en adelante GNV, se prestará bajo el régimen de libertad vigilada.

Los prestadores de este servicio deberán:

- i) Informar a los usuarios del biogás comercializado, con la periodicidad que acuerden en los respectivos contratos, la cual en todo caso no será superior a un año:
 - Las propiedades que definan de mutuo acuerdo.

Por la cual se adoptan las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano

- La composición, que definan de mutuo acuerdo.
- ii) Acordar con los usuarios no regulados y GNV en el contrato de prestación del servicio de gas combustible con biogás, las condiciones de entrega y de recibo del gas, las condiciones y características de las instalaciones receptoras, y las responsabilidades que en relación con éstos y los riesgos asociados al uso del combustible deberán asumir cada una de ellas.

En todo caso, quien tenga a cargo la operación y el mantenimiento de la red será responsable por el adecuado funcionamiento y operación de la misma.

- iii) Informar a la CREG y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios inmediatamente celebren un contrato para atender usuarios no regulados y GNV con biogás a través de redes aisladas, las tarifas que determinen según el régimen de libertad vigilada. En todo caso, estarán obligados a informar las tarifas cada vez que se produzca una modificación en ellas.

Parágrafo 1: Las empresas que presten el SPDBG a través de redes aisladas deberán cumplir las normas técnicas y ambientales que sobre la materia hayan adoptado o llegaren a adoptar las autoridades competentes.

Parágrafo 2: Las personas que deseen prestar el SPDBG a través de redes aisladas, a usuarios no regulados y GNV, deberán constituirse como una empresa de servicios públicos domiciliarios E.S.P. en los términos establecidos en el Título I de la Ley 142 de 1994 y aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

ARTÍCULO 5. Condiciones generales para los prestadores del SPDBG y del SPDBM. El SPDBG para atender a usuarios regulados a través de redes aisladas y el SPDBM para atender a usuarios regulados y usuarios no regulados interconectados al SNT deberá cumplir con las siguientes condiciones para la prestación del servicio:

- i) Dar tratamiento neutral a todos aquellos usuarios que utilicen o deseen prestar el SPDBG a través de redes aisladas o el SPDBM a través de redes interconectadas al SNT, absteniéndose de cualquier actuación que pueda conducir a discriminaciones, prácticas restrictivas de la competencia, competencia desleal o abuso de posición de dominio;
- ii) Informar a la CREG y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios las tarifas que determinen según el régimen de libertad vigilada, así como la forma en que éstas serán actualizadas, inmediatamente celebren un contrato para atender usuarios regulados con biogás a través de redes aisladas, o usuarios regulados y usuarios no regulados con biometano a través de redes interconectadas al SNT. En todo caso, estarán obligados a informar las tarifas cada vez que se produzca una modificación en ellas.

Por la cual se adoptan las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano

Parágrafo 1: Las personas que deseen prestar el SPDBG a través de redes aisladas o el SPDBM a través de redes interconectadas al SNT, deberán constituirse como una empresa de servicios públicos domiciliarios E.S.P. en los términos establecidos en el Título I de la Ley 142 de 1994 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Parágrafo 2: Los agentes y actividades relacionadas con la cadena de prestación del servicio público domiciliario con biogás y biometano, estarán encuadrados e inmersos dentro de las mismas definiciones y condiciones establecidas en la regulación para la prestación del servicio público mediante gas natural.

ARTÍCULO 6. Régimen para el SPDBG a través de redes aisladas, para atender usuarios regulados. El SPDBG a través de redes aisladas para atender usuarios regulados, se prestará bajo el régimen de libertad vigilada y los prestadores de este servicio deberán:

- i) Cumplir con las condiciones de calidad establecidas en el cuadro 1a y 1b, del artículo 8, de la presente resolución.
- ii) Informar semestralmente, de manera veraz y oportuna a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios:
 - Las propiedades, donde se establecerá como mínimo: el poder calorífico y el índice de Wobbe.
 - La composición, donde se establecerá como mínimo: la cantidad de metano, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. Para el biogás generado con residuos industriales y urbanos deberá informarse adicionalmente el contenido de siloxanos y cloro.
- iii) Acordar con los usuarios regulados, en un contrato de condiciones uniformes el cual deberá cumplir con lo establecido en la Ley 142 de 1994, en especial lo dispuesto por el Título VIII referente a los Contratos de Servicios Públicos. Así mismo se deberá tener en cuenta lo dispuesto por el la Resolución CREG 108 de 1997 y aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan y se deberá contar con el concepto de legalidad de la CREG en los términos del numeral 73.10 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994.
- iv) Las empresas que presten el SPDBG a través de redes aisladas deberán cumplir las normas técnicas y ambientales que sobre la materia hayan adoptado o llegaren a adoptar las autoridades competentes.

ARTÍCULO 7. Verificación de las condiciones de calidad del biogás para el SPDBG a través de redes aisladas, para atender usuarios regulados. Para la prestación del SPDBG a través de redes aisladas para atender usuarios regulados, se deberá verificar el cumplimiento de las condiciones de calidad establecidas en la presente resolución teniendo en cuenta las siguientes disposiciones:

Por la cual se adoptan las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano

- i) La verificación de la calidad del gas es responsabilidad del productor, quien deberá instalar al menos un punto de verificación de calidad del biogás a la salida de la planta de producción, con analizadores portátiles o en línea que permitan determinar, como mínimo:
- a. Poder calorífico del gas;
 - b. Metano;
 - c. Sulfuro de hidrógeno;
 - d. Dióxido de carbono;

Para el biogás generado con residuos urbanos adicionalmente se deberá determinar:

- e. Siloxanos
- f. Cloro.

En el punto de verificación, el productor deberá estar en capacidad de garantizar e informar mediante los equipos adecuados o mediante la metodología y periodicidad que acuerden las partes, la calidad del gas entregado, que será mínimo en reportes semestrales a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, como se establece en el artículo 6 de la presente resolución.

- ii) Cuando el biogás no cumple con las condiciones de calidad mínimas pactadas en los respectivos contratos, el comercializador deberá responder por todas las obligaciones que posea con los demás agentes de la cadena. Sin perjuicio de las obligaciones que tenga el productor con el comercializador.

ARTÍCULO 8. Condiciones de calidad para el SPDBG a través de redes aisladas, para atender usuarios regulados. El SPDBG a través de redes aisladas para atender usuarios regulados, deberá cumplir con las condiciones mínimas de calidad establecidas en los cuadros 1a y 1b:

Cuadro 1a. Especificaciones de calidad mínimas del biogás para redes aisladas.

BIOGAS PARA REDES AISLADAS		
Especificaciones	Cantidad	Unidad
Poder calorífico inferior	>16	MJ/m3
Índice de Wobbe	>18	MJ/m3
CH4	>50	mol %
H2S	<20	mg/m3
Dióxido de carbono	<45	mol %

Para el biogás proveniente de fuentes residuales, industriales y urbanas, se deberán controlar adicionalmente las variables del cuadro 1b.

Por la cual se adoptan las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano

Cuadro 1b. Especificaciones de calidad mínimas adicionales para el biogás proveniente de fuentes residuales, industriales y urbanas, para redes aisladas.

Especificaciones	Cantidad	Unidad
Siloxanos	< 10	mg/m ³
Compuestos halogenados	< 1	mg(Cl)/m ³

Nota 1: Todos los datos referidos a metro cúbico o pie cúbico de gas se referencian a condiciones estándar (cuadro 1a y 1b).

ARTÍCULO 9. Régimen para el SPDBM a través de redes de distribución y transporte interconectadas al SNT, para atender usuarios regulados y usuarios no regulados. El SPDBM a través de redes de distribución y transporte interconectadas al SNT, para atender tanto usuarios regulados como usuarios no regulados, se prestará de forma tal que se dará aplicación a la regulación vigente en relación con lo que tiene que ver con las componentes de Transporte (T), de Distribución (Dt), de Comercialización (C) de la fórmula del CU de Gas Natural.

Por su parte y en relación con la componente de Producto (G) se deberá tener en cuenta el régimen de libertad vigilada que se establece en la Ley 142 de 1994.

Los prestadores de este servicio deberán:

- i) Cumplir con las condiciones de calidad establecidas en el artículo 11 de la presente resolución.
- ii) Informar al transportador, con cada entrega, las propiedades que para el biometano se tengan establecidas.
- iii) Acordar con los usuarios regulados, en un contrato de condiciones uniformes el cual deberá cumplir con lo establecido en la Ley 142 de 1994, en especial lo dispuesto por el Título VIII referente a los Contratos de Servicios Públicos. Así mismo se deberá tener en cuenta lo dispuesto por el la Resolución CREG 108 de 1997 y aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan y se deberá contar con el concepto de legalidad de la CREG en los términos del numeral 73.10 del Artículo 73 de la Ley 142 de 1994.
- iv) Las empresas que presten el SPDBM a través de redes interconectadas al SNT deberán cumplir las normas técnicas y ambientales que sobre la materia hayan adoptado o llegaren a adoptar las autoridades competentes.
- v) Teniendo en cuenta que las empresas que presten el SPDBM, lo van a hacer en cantidades menores por debajo de los 30 MPCD, se asimilan a campos menores y podrán realizar negociaciones bilaterales en cualquier momento del año, sin embargo esa información debe ser reportada al gestor del mercado de gas natural, en los términos contemplados en la regulación.

[Handwritten signature and initials]

Por la cual se adoptan las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano

Parágrafo 1: Para el caso de los distribuidores de gas combustible integrados verticalmente con el productor de biometano, el precio de venta máximo será igual al precio promedio de adquisición del gas natural por parte de la empresa distribuidora en el mes anterior.

ARTÍCULO 10. Verificación de las condiciones de calidad del biometano para el SPDBM a través de redes de distribución y transporte interconectadas al SNT, para atender usuarios regulados y no regulados.

Para la prestación del SPDBM a través de redes de distribución y transporte interconectadas al SNT para atender usuarios regulados y no regulados, se deberá verificar el cumplimiento de las condiciones de calidad establecidas en la presente resolución teniendo en cuenta las siguientes disposiciones:

La verificación de la calidad del gas, las condiciones de entrega y la responsabilidad de los agentes, tanto en el punto de entrada como en el punto de salida del SNT se hará de acuerdo con lo establecido en el RUT. Igualmente, se aplicará el RUT cuando se haga entrega directamente de la fuente de producción a un sistema de distribución interconectado al SNT.

La verificación de las variables adicionales a las especificadas en el RUT, establecidas en el artículo 11 de la presente resolución, correspondientes a siloxanos y cloro, solo serán medidas a la salida de la planta de producción en el punto de transferencia de custodia y dicha certificación será responsabilidad exclusiva del productor.

ARTÍCULO 11. Condiciones de calidad para el SPDBM a través de redes de distribución y transporte interconectadas al SNT, para atender usuarios regulados y no regulados.

El SPDBM a través de redes de distribución y transporte interconectadas al SNT para atender usuarios regulados y no regulados, deberá cumplir con las especificaciones de calidad del gas natural, establecidas en el RUT y el cuadro 2:

Cuadro 2. Especificaciones de calidad del biometano adicionales a las establecidas en el RUT para redes interconectadas al SNT.

BIOMETANO PARA PARA EL SNT		
Especificaciones	Cantidad	Unidad
Siloxanos	< 10	mg/m3
Compuestos halogenados	< 1	mg(Cl)/m3

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

Nota 2: En el cuadro se establecen las condiciones mínimas que pueden exigir los operadores del SNT a cualquier productor de biometano.

ARTÍCULO 12. Integración vertical.

Las personas interesadas en prestar el SPDBG por redes aisladas podrán realizar de manera integrada las actividades de comercialización desde la

Por la cual se adoptan las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano

producción, transporte, distribución y comercialización de este servicio, pero en todo caso deberán llevar contabilidad separada para cada una de estas actividades y garantizar el libre acceso a las redes, a todos aquellos usuarios regulados y no regulados que lo soliciten.

Las personas interesadas en prestar el SPDBM por redes interconectadas al SNT podrán realizar de manera integrada las actividades de comercialización desde la producción, distribución y comercialización de este servicio, pero en todo caso deberán llevar contabilidad separada para cada una de estas actividades y garantizar el libre acceso a las redes, a todos aquellos usuarios regulados y no regulados que lo soliciten.

No obstante lo anterior, y con el fin de garantizar el acceso abierto al sistema nacional de transporte de gas natural, el transporte de biometano es independiente de las actividades de producción, comercialización y distribución del biometano por redes interconectadas. En consecuencia, los contratos de transporte y las tarifas, cargos o precios asociados, se suscribirán independientemente de las condiciones de las de compra o distribución y de su valoración.

ARTÍCULO 13. Vigencia y Derogatorias. La presente resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial* y deroga la Resolución CREG 135 de 2012.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C., a 06 Dic. 2016


RUTTY PAOLA ORTIZ JARA
Viceministra de Energía
Delegada del Ministro de Minas y Energía
Presidente


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo



4.3. Otros temas de interés.

Información SARLAFT requerida por FiduDavivienda. A 01 de diciembre de 2017 se presentan los siguientes pendientes:

✓ Información SARLAFT de la empresa Equión.

Código de Buen Gobierno. Pendiente definir por el Consejo la orientación a dar al documento del Código de Buen Gobierno considerando que se requieren definiciones frente a la ocurrencia de eventuales declaratorias de conflictos de interés que rompan el quorum decisorio.

Responsabilidad CNOGas Artículo 24. Obligaciones del auditor, Resolución CREG 107-2017. En consulta telefónica realizada el pasado 29 de noviembre del año en curso al Experto Comisionado Hernán Molina acerca de la responsabilidad asignada al CNOGas en el Artículo 24. Obligaciones del auditor de la Resolución CREG107-2017 de expedir un certificado de entrada en operación de proyectos IPAT's, manifestó que no era procedente la asignación de esta responsabilidad y que en este sentido se modificaría el presente artículo a través de un párrafo en el cual se incluya propuesta del CNOGas.

Comentarios CNOGas Proyecto Resolución CREG 123-2017_Modificación RUT según NTC 6167. El 20 de noviembre del presente año el Consejo remitió la comunicación CNOGas-305-2017 a la CREG con los comentarios al proyecto de Resolución CREG123-2017, a partir de los cuales se pretende (i) realizar precisiones en algunos aspectos acerca de la aplicación de la norma técnica NTC 6167, particularmente en lo relacionado con inspecciones posteriores y (ii) ampliar el período de transición.



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CRE)
No. RADICACION: E-2017-010715 21/Nov/2017-08:51:42
MEDIO: CORREO No. FOLIOS: 3 ANEXOS: NO
ORIGEN CONSEJO NACIONAL DE OPERACION DE GAS
NATURAL-CNO-GAS-
DESTINO German Castro Ferreira

Bogotá D.C., 20 de noviembre de 2017

CNOGas-305-2017

Doctor
German Castro Ferreira
Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG
Ciudad

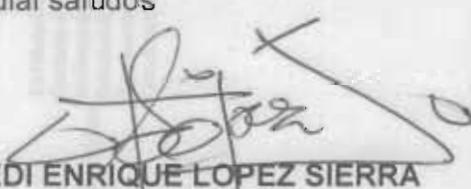
Asunto: Comentarios Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOGas, al proyecto de Resolución CREG123-2017, " Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT – adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999".

Respetado doctor Castro,

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOGas, como gestor activo de la estructuración y publicación de la norma técnica NTC 6167, Medición de Transferencia de Custodia de Gas Natural en Gasoductos, y de recomendaciones a la Comisión plasmadas en el proyecto de Resolución CREG123 de 2017, considera pertinente plantear algunos comentarios tendientes a precisar y mejorar algunos aspectos de la citada resolución.

De acuerdo con lo anterior, adjunto remitimos comentarios en la hoja Excel que para tal propósito publicó la CREG y también, como soporte, en el proyecto de Resolución CREG123-2017, versión Word, de tal manera se identifiquen en un contexto general más amplio.

Cordial saludos


FREDI ENRIQUE LOPEZ SIERRA
Secretario Técnico

Adjunto: Tabla Excel-comentario proyecto Res CREG. 123-2017 y
Proyecto Resolución CREG 123-2017

Copia: Dr. Hernán Molina-Experto Comisionado- CREG
Dr. Jorge Pinto – Experto Comisionado-CREG.
Dr. Libardo Acero- Asesor-CREG
Miembros CNOGas.

Proyecto de Resolución CREG 123-2017_Modificación RUT

CNOGas

secretaria tecnica@cnoogas.org.co

5.5.3.2 Control Metroológico y Verificaciones Posteriores de los Equipos y Sistemas de Medición para Transferencia de Custodia

La exactitud de la medida de todos los equipos y sistemas de medición de transferencia de custodia, 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, para lo cual se seguirán las disposiciones dadas en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Es necesario que los intervalos para las verificaciones posteriores sean los previstos en el numeral 6.4 de la norma técnica NTC 6167. Tal como lo define el Proyecto de Resolución CREG123-2017, queda sujeto a acuerdos entre las partes y dejarla sin efecto alguno lo definido en la norma técnica NTC 6167.

La exactitud de la medida de todos los equipos y sistemas de medición de transferencia de custodia, instalados en el Sistema Transporte, será verificada por el Transportador a intervalos pactados contractualmente entre las partes, según lo previsto en el numeral 6.4. Control Metroológico (Verificaciones posteriores) y la Tabla 7. Frecuencia de las actividades de control metroológico (verificaciones posteriores) en presencia de los representantes de los Agentes respectivos, para lo cual se seguirán las disposiciones dadas en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Como soporte se puede identificar la propuesta, identifique las actividades de control metroológico (verificaciones posteriores) en presencia de los Agentes respectivos, para lo cual se seguirán las disposiciones dadas en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Proyecto de Resolución CREG 123-2017_Modificación RUT

CNOGas

secretaria tecnica@cnoogas.org.co

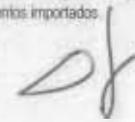
Artículo 6. Transición

Los agentes tendrán un plazo máximo de un (1) año contado a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución para realizar la verificación inicial de las estaciones de medición que se encuentren operando con el fin de dar cumplimiento a lo previsto en el numeral 6.3 de la norma técnica NTC 6167 del 2016.

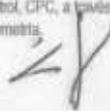
El plazo previsto como periodo de transición se considera muy corto para cubrir la evaluación de los parámetros establecidos en la tabla 6. del numeral 6.3 de la norma técnica NTC 6167, particularmente los asociados con el literal B. Pruebas metroológicas y verificación del módulo de medición que requieren del uso de un laboratorio competente y de eventualmente cambios de elementos y/o accesorios que demandarán mayores tiempos al ser elementos importados.

Los agentes tendrán un plazo máximo de un (1) dos (2) años contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución para realizar la verificación inicial de las estaciones de medición que se encuentren operando con el fin de dar cumplimiento a lo previsto en el numeral 6.3 de la norma técnica NTC 6167 del 2016. Durante el primer año, los agentes deberán evaluar como parte de la información inicial, los parámetros establecidos en los literales A, Inspección, C, D, relacionados con calibraciones de dispositivos de conversión y determinación de poder calorífico y E acerca de disposiciones documentales. En el segundo año, los agentes evaluarán los parámetros establecidos en el literal B. Pruebas metroológicas y verificación del módulo de medición.

Como soporte se puede identificar la propuesta, identifique los parámetros establecidos en los literales A, Inspección, C, D, relacionados con calibraciones de dispositivos de conversión y determinación de poder calorífico y E acerca de disposiciones documentales. En el segundo año, los agentes evaluarán los parámetros establecidos en el literal B. Pruebas metroológicas y verificación del módulo de medición.



DOCUMENTO	AUTOR.COM EMAIL AUTOR	COMENTARIO- CON ARGUMENTO TEC	Propuesta ajuste	descripción adjunto	
<p>Proyecto de Resolución CREG 123-2017_Modificación RUT</p>	<p>CNOGas secretariadecombio@cnoogas.org.co</p>	<p>5.2.1.Medición de Cantidades de Energía y de Calidad de gas en Estaciones de Transferencia de Custodia, de Entrada.</p>	<p>Para medir las Cantidades de Energía y medir 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 la modifiquen, adiciónen o sustituyan; 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 por el Transportador y permitirle el acceso a la misma para la medición.</p>	<p>Adicionar a lo previsto en el numeral 5.2.1, la siguiente redacción: Los Sistemas de Medición ubicados en las Estaciones de Transferencia de Custodia, de Entrada, deberán proporcionar registros exactos (cumpliendo con los requisitos de error máximo permisible) especificados en la norma técnica NTC 6167 de 2016 o aquellas que la modifiquen, adiciónen o sustituyan y con trazabilidad en las mediciones. Estos registros deberán ser enviados a los Centros Principales de Control, CPC, a través de Equipos de Telemetría.</p>	<p>Como soporte se adjunta el proyecto de Resolución CREG123-2017, en el cual se puede identificar la descripción propuesta, identificada en letras color rojo.</p>
<p>Proyecto de Resolución CREG 123-2017_Modificación RUT</p>	<p>CNOGas secretariadecombio@cnoogas.org.co</p>	<p>5.2.4.Medición de Cantidades de Energía y de Calidad de gas en Estaciones de Transferencia de Custodia, entre Transportadores.</p>	<p>Para medir las Cantidades de Energía y medir la Calidad del Gas en Estaciones de Transferencia de Custodia entre Transportadores, el propietario de la Estación de Transferencia de Custodia deberá disponer, a su costo, de todos los equipos en línea requeridos para medir las cantidades de energía y medir la calidad según lo dispuesto en el numeral 6.3 de la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adiciónen o sustituyan; 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 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.</p>	<p>Adicionar a lo previsto en el numeral 5.2.4, la siguiente redacción: Los Sistemas de Medición ubicados en las Estaciones de Transferencia de Custodia entre Transportadores deberán proporcionar registros exactos (cumpliendo con los requisitos de error máximo permisible) especificados en la norma técnica NTC 6167 de 2016 o aquellas que la modifiquen, adiciónen o sustituyan y con trazabilidad en las mediciones. Estos registros deberán ser enviados a los Centros Principales de Control, CPC, a través de Equipos de Telemetría.</p>	<p>Como soporte se adjunta el proyecto de Resolución CREG123-2017, en el cual se puede identificar la descripción propuesta, identificada en letras color rojo.</p>



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. DE 2017

()

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT – adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999”

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las leyes 142 de 1994 y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994 y 1260 de 2013, y

CONSIDERANDO QUE:

Conforme a lo dispuesto en el Decreto 1078 de 2015, concordante con el artículo 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, la Comisión debe hacer público en su página web todos los proyectos de resolución de carácter general que pretenda adoptar.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión 799 del 4 de septiembre de 2017, acordó hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT – adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999”.

RESUELVE:

Artículo 1. Hágase público el proyecto de resolución “Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT – adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999”.

Artículo 2. Se invita a los agentes, a los usuarios, a las Autoridades Locales Municipales y Departamentales competentes, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Superintendencia de Industria y Comercio para que remitan sus observaciones o sugerencias dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la publicación de la presente resolución en la página Web de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT – adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999”

Artículo 3. Las observaciones y sugerencias sobre el proyecto deberán dirigirse en formato Excel “comentarios_mod_RUT.xlsm” anexo a esta resolución a Germán Castro Ferreira, Director Ejecutivo de la Comisión, a la siguiente dirección: Avenida Calle 116 No. 7-15, Edificio Torre Cusezar, Interior 2, Oficina 901 o al correo electrónico creg@creg.gov.co con asunto: “comentarios modificación RUT Resolución CREG 123-2017”.

Artículo 4. La presente resolución no deroga ni modifica disposiciones vigentes por tratarse de un acto de trámite.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C. a

RUTTY PAOLA ORTIZ JARA
Viceministra de Energía
Delegada del Ministro de Minas y Energía
Presidente

GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT – adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999”

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural RUT – adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994 y en desarrollo de los Decretos 2253 de 1994 y 1260 de 2013.

C O N S I D E R A N D O Q U E:

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.

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.

Según el parágrafo 3 del 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.

Mediante la Resolución CREG 071 de 1999 la CREG adoptó el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural – RUT-.

Mediante la Ley 401 de 1997 se creó el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural–CNO-Gas-como un cuerpo asesor cuyas funciones de asesoría se definen en el numeral 1.4 del RUT.

En el numeral 1.3 del RUT se estipula que “Cuando lo considere conveniente el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural revisará la experiencia en la aplicación de los aspectos operativos, y comerciales del RUT, y enviará a la Comisión un informe sobre el resultado de las revisiones, las propuestas de reforma, si las hubiere, y cualquier observación o sugerencia presentada por escrito por cualquiera de los agentes, y que no haya sido incluida en las propuestas de reforma”.

Así mismo en el numeral en mención se establece que “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

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT – adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999”

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”.

En 2007, la Organización Internacional de Metrología Legal - OIML – publicó la Recomendación OIML R 140 “*Measuring Systems for Gaseous Fuel*”.

El Gobierno Nacional expidió en junio de 2011 el Decreto 2100 “*Por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del desabastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones*”, el cual fue compilado en el Decreto 1073 de 2015 “*Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de minas y energía*” y modificado parcialmente por el Decreto 2345 de 2013.

El artículo 2 del Decreto 2100 de 2011 definió protocolo operativo como el “*Plan escrito y detallado que establece objetivos, guías y procedimientos de carácter técnico para el desarrollo de un proceso operativo específico, de acuerdo con las mejores prácticas generalmente aceptadas a nivel nacional e internacional*”.

La citada norma dispuso así mismo, en su artículo 21 que, “*Cuando la CREG lo solicite, el CNO Gas expedirá los Acuerdos y Protocolos Operativos que se requieran con el fin de establecer los procedimientos, definiciones y parámetros básicos que deben regir para: (i) la operación del SNT; (ii) la programación de mantenimientos y/o intervenciones a la infraestructura de suministro y transporte de gas natural, que impliquen suspensión o pongan en riesgo la continuidad del servicio público; y, (iii) la coordinación de los Agentes que utilicen el SNT cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias o Racionamiento Programado de gas natural de que trata el Decreto 880 de 2007.*

El CNO Gas, por su propia iniciativa, podrá someter a consideración de la CREG los Protocolos y Acuerdos operativos que considere necesarios para lograr una operación segura, confiable y económica del SNT. La CREG contará con noventa (90) días para pronunciarse y, si es pertinente, adoptarlo mediante acto administrativo”.

La Comisión mediante Resoluciones CREG 041 de 2008 y 126 de 2013 modificó y complementó el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural-RUT – donde se incluyeron aspectos asociados a temas de metrología.

El CNO Gas creó en 2012 un Comité Técnico de Medición con el fin de estudiar y analizar la Recomendación OIML R 140 para su implementación en el sector de transporte de Gas Natural en Colombia. A partir de este estudio, el CNO Gas publicó en 2014 el Protocolo Operativo de Medición.

Mediante radicado CREG E-2014-009778, el CNO Gas remitió a la CREG el Protocolo Operativo de Medición a través del cual se propone a la Comisión

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT – adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999”

actualizar el Reglamento Único de Transporte en los temas relacionados con la medición de gas natural.

Mediante norma técnica NTC 6167 de 2016 el Icontec expidió las disposiciones sobre medición de transferencia de custodia de gas natural en gasoductos.

Mediante radicado CREG E-2016-006743, el CNO Gas remitió a la CREG propuesta de modificación del RUT según lo previsto en la norma técnica NTC 6167 de 2016.

Mediante radicado CREG E-2016-013681, el CNO Gas remitió a la Comisión la respuesta a las inquietudes planteadas en comunicación con radicado CREG S-2016-005999 sobre el requerimiento de análisis de impacto de incluir la modificación propuesta por el órgano asesor. En ese sentido, el CNO Gas afirmó:

“Análisis de impacto al sistema de transporte y a los agentes desde el punto de vista operativo y económico de incluir las propuestas en el RUT realizado por el CNOG. Comentario CNOGas. El impacto es positivo por cuanto se amplían los criterios técnicos de aceptación de los puntos de transferencia de custodia relacionados con: (i) Alternativas para nuevas tecnologías, (ii) Viabilización de proyectos de nuevos puntos de transferencia de custodia en lo referente a costo-beneficio asociado con el volumen y energía a medir, (iii) Mejoras en los sistemas de gestión referidos al aseguramiento metrológico y (iv) Armonización de los sistemas de transferencia de custodia actuales con errores máximos permisibles mayores a los previstos en el RUT”.

Adicionalmente, en la misma comunicación el CNO gas realizó las siguientes precisiones sobre el tema de la inversión y costos de AOM a saber:

“De acuerdo con el análisis realizado por el CNOGas, podemos realizar las siguientes precisiones:

a. INVERSIÓN: Para los sistemas de medición existentes, No se requieren inversiones para cumplir con lo previsto en la NTC 6167. Las inversiones requeridas realizar corresponden con el cumplimiento de lo previsto en las Resoluciones CREG 041 de 2008 y CREG 126 Y 127 de 2013.

b. AOM: solo corresponden con costos adicionales asociados con verificaciones periódicas posteriores de los sistemas de medición. Los demás costos están incluidos en el RUT. En la tabla adjunta a la presente comunicación se podrá observar que el impacto en la aplicación de lo previsto en la NTC 6167 en lo relacionado con costos anuales adicionales por inspecciones posteriores y calibraciones a medidores es marginal, no solo desde el punto de vista económico sino que frente a lograr el aseguramiento metrológico permite lograr resultados de medición dentro de los errores máximos permisibles establecidos según la Clase.”

Mediante radicado CREG E-2017-004925, el CNO Gas remitió a la Comisión la respuesta a las inquietudes planteadas en la comunicación con radicado CREG S-2017-001055, presentando la comparación de los requerimientos del RUT actual con los previstos en la norma técnica NTC 6167 de 2016.

En relación con los sistemas de calidad de las empresas cabe destacar que en la precitada comunicación el CNO gas afirmó:

“La implementación de la norma NTC 6167 de 2016 no implica requerimientos adicionales en los sistemas de calidad de las empresas. En contrario facilita la gestión de las compañías en lo atinente con lo previsto en la norma mencionada”.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT - adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999"

Analizados los documentos propuestos esta Comisión estima necesario y conveniente realizar ajustes al RUT.

R E S U E L V E:

Artículo 1. MODIFICACIÓN A DEFINICIONES. Se modifican las definiciones de cantidad de energía, condiciones estándar, estaciones de entrada, estaciones de salida, estaciones entre transportadores, estaciones para transferencia de custodia, instalaciones del agente, poder calorífico bruto (superior), punto de transferencia de custodia y volumen estándar de gas natural establecidas en el Numeral 1.1 del Anexo General de la Resolución CREG 071 de 1999, por las siguientes respectivamente:

CANTIDAD DE ENERGIA: 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, la cual será medida en los puntos de transferencia de custodia, de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.2 de la presente resolución.

COMPUTADOR DE FLUJO: Parte 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 posiblemente de los instrumentos de medida asociados, transformándolas, y, si es necesario, almacena los resultados en la memoria hasta que estos sean usados. Adicionalmente, el computador de flujo puede ser capaz de transmitir y recibir datos de equipos periféricos.

CONDICIONES ESTÁNDAR: Conjunto de condiciones base para el transporte de gas natural que definen el pie o 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 o metro cúbico a una presión absoluta de 1,01 bar absoluto (14,65 psi), y a una temperatura de 15,56 °C (60 °F). A estas condiciones se referirán los volúmenes y todas las propiedades volumétricas del gas transportado por el Sistema Nacional de Transporte.

En 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 1,01 bar absoluto (14,65 psi), y a una temperatura de 15,56 °C (60 °F). Cualquier otra condición deberá ser indicada explícitamente.

ESTACIONES DE ENTRADA: Conjunto de bienes destinados, entre otros aspectos, a la medición del volumen, la calidad del gas, y de la energía, 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

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT – adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999”

considerarán como un Productor-Comercializador. Para el caso de intercambios internacionales los comercializadores involucrados acuerdan cómo asumir responsabilidades sobre la Estación.

ESTACIONES DE SALIDA: Conjunto de bienes destinados, entre otros aspectos, a la medición del volumen y de la energía del gas, que interconectan el 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.

ESTACIONES ENTRE TRANSPORTADORES: Conjunto de bienes destinados, entre otros aspectos, a la medición del volumen y la calidad del gas, y de la energía, 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.

ESTACIONES PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA: Son aquellas instaladas en los puntos de transferencia de custodia. Estas estaciones pueden ser de Entrada, de Salida o entre Transportadores. Todas las estaciones deberán estar provistas de los sistemas de medición necesarios para medir el volumen y la energía del gas, adicionalmente las estaciones de entrada y las estaciones entre Transportadores deberán contar con todos los sistemas para medir la calidad, de conformidad con lo establecido en la norma técnica NTC 6167 y la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

En aquellos lugares o estaciones, caracterizados por los bajos volúmenes involucrados catalogados como Clase D de la norma técnica NTC 6167 de 2016, y para los cuales la energía no sea eficiente económicamente medirla, se podrán utilizar métodos de reconstrucción acorde al capítulo 5 de dicha norma debidamente soportados técnica y económicamente.

INSTALACIONES DEL AGENTE: Equipos y redes utilizados por el Agente a partir de la Conexión, entre los cuales se pueden incluir filtros, odorizadores, compresores, válvulas de control y sistemas de medición, que no hacen parte del Sistema Nacional de Transporte.

PUNTO DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA: Es el sitio donde se transfiere la custodia del gas (volumen, calidad y energía) 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 (volumen, calidad y energía).

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT - adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999”

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

VOLUMEN ESTÁNDAR DE GAS NATURAL: Es aquel volumen de gas, real y seco (que cumpla las especificaciones de la presente resolución o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, en cuanto a concentración de vapor de agua) referido a condiciones estándar.

Artículo 2. NUEVA DEFINICIÓN. Se adiciona la siguiente definición al Numeral 1.1 del Anexo General de la Resolución CREG 071 de 1999:

PODER CALORÍFICO BRUTO (SUPERIOR): Tal como se define en la norma técnica NTC 6167 de 2016 o aquella norma que la modifique, adicione o sustituya.

Artículo 3. CONEXIONES. Se modifican las secciones: responsabilidad y propiedad de la conexión, y de los puntos de entrada y salida, solicitud de cotización de conexiones, puntos de entrada y puntos de salida, condiciones de conexión a puntos de salida correspondientes a los numerales 3.1, 3.2 y 3.3 del Anexo General de la Resolución CREG 071 de 1999, las cuales quedarán así:

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:

- 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 Sistema Nacional de Transporte, SNT, es técnicamente factible si cumple con los siguientes requisitos:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT - adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999”

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, definida según lo previsto en el Decreto 2345 de 2015, 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.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT - adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999"

- 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:

- i) 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.
- ii) 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.
- iii) 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.
- iv) 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 éste sea el operador de la Conexión, sin perjuicio de la obligación de dar aviso amplio y oportuno a los Agentes involucrados.
- v) 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 y hasta tanto se hayan instalado, calibrado, verificado e inspeccionado satisfactoriamente los sistemas de medición para transferencia de custodia respectivos, o se haya definido por las partes una metodología de medición de conformidad con lo establecido para Puntos de Entrada y de Salida en los numerales 5.1 a 5.5 la presente Resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.
- vi) 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.
- vii) 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.
- viii) El propietario deberá suministrar un sistema de medición para transferencia de custodia que sea compatible con los sistemas de telemetría del Transportador.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT - adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999"

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:

- (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 sistema de medición para transferencia de custodia 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.
- (iii) 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.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT - adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999”

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. En todo caso el Remitente podrá exigir una garantía de cumplimiento al Transportador.

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 previstas por la CREG en la Resolución CREG 169 de 2011 o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

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 entregado 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

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT - adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999"

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, éstos persisten, el Transportador podrá suspender el servicio. Lo mismo aplicará cuando por las razones descritas anteriormente no sea posible realizar una medición dentro de lo exigido en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

La oferta que presente el Transportador al Remitente potencial se asimilará para todos los efectos a una oferta mercantil de conformidad con lo previsto en el Código de Comercio.

3.3 CONDICIONES DE CONEXIÓN

Cuando la naturaleza del equipo de gas del Remitente pueda ocasionar contrapresión o succión, u otros efectos que sean nocivos al Sistema, tales como pulsaciones, vibración y caídas de presión en el Sistema; el Remitente deberá suministrar, instalar y mantener dispositivos protectores apropiados que eviten las posibles fallas, o mitiguen sus efectos a niveles aceptados internacionalmente, los cuales estarán sujetos a inspección y aprobación por parte del Transportador, quien respetará el principio de neutralidad en tales procedimientos.

Los perjuicios que por esta causa se puedan presentar en un Sistema de Transporte serán a cargo del Remitente. Si una vez detectados estos daños, estos persisten, el Transportador tiene derecho a suspender el servicio. Lo mismo aplicará cuando por las razones descritas anteriormente no sea posible realizar una medición dentro de lo exigido en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

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, así como lo exigido en la presente resolución, o aquellas normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan. 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

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT - adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999”

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 definidas en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan. 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.

Artículo 4. MEDICIÓN Y FACTURACIÓN. Se modifican las secciones 5.2.1, 5.2.3, 5.2.4, 5.3, 5.3.1, 5.3.2, 5.3.3, 5.3.4, 5.3.5, 5.4.1, 5.4.2, 5.4.3, 5.4.4, 5.4.5, 5.4.6, 5.5, 5.5.1, 5.5.3, 5.5.3.1, 5.5.3.2, 5.5.6, 5.6, 5.6.1, 5.6.2, y se adiciona 5.6.3 del Anexo General de la Resolución CREG 071 de 1999, quedarán así:

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 todas las Estaciones para Transferencia de Custodia del Sistema Nacional de Transporte según lo establecido en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, incluyendo la norma técnica NTC 6167 de 2016, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

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 esté implementada la Telemetría, la determinación de volúmenes transportados, variaciones y desbalances de energía se realizará por parte del Centro Principal de Control, 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.

5.2.1 Medición de Cantidades de Energía y de Calidad de gas en Estaciones de Transferencia de Custodia, de Entrada

Para medir las Cantidades de Energía y medir 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 la modifiquen, adicionen o sustituyan; y será responsable de la operación y

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT - adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999”

mantenimiento de los mismos.

Los Sistemas de Medición ubicados en las Estaciones de Transferencia de Custodia, de Entrada, deberán proporcionar registros exactos (cumpliendo con los requisitos de error máximo permisible) especificados en la norma técnica NTC 6167 de 2016 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan y con trazabilidad en las mediciones. Estos registros deberán ser enviados a los Centros Principales de Control, CPC, a través de Equipos de Telemetría.

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

5.2.3 Medición de Cantidades de Energía de Calidad del Gas en Estaciones de Transferencia de Custodia, de Salida

La medición de las Cantidades de Energía y la de 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, considerando lo establecido en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan. El costo de los equipos de monitoreo, en los casos en que se requiera será cubierto por los Remitentes. La responsabilidad de la determinación de Cantidades de Energía será del Transportador.

Los Sistemas de Medición para cualquier Remitente deberán proporcionar registros exactos (cumpliendo con los requisitos de error máximo permisible) especificados en la norma técnica NTC 6167 de 2016 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan y con trazabilidad en las mediciones, adecuados a los efectos de la facturación, así mismo, estos registros deberán ser enviados a los Centros Principales de Control, 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 medición de Calidad del Gas en Estaciones de Transferencia de Custodia, entre Transportadores

Para medir las Cantidades de Energía y medir la Calidad del Gas en Estaciones de Transferencia de Custodia entre Transportadores, el propietario de la Estación de Transferencia de Custodia deberá disponer, a su costo, de todos los equipos en línea requeridos para medir las cantidades de energía y medir la calidad según lo dispuesto en el numeral 6.3 de la presente resolución, o aquellas normas que la

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT – adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999”

modifiquen, adicionen o sustituyan; y será responsable de la operación y mantenimiento de los mismos.

Los Sistemas de Medición ubicados en las Estaciones de Transferencia de Custodia entre Transportadores deberán proporcionar registros exactos (cumpliendo con los requisitos de error máximo permisible) especificados en la norma técnica NTC 6167 de 2016 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan y con trazabilidad en las mediciones. Estos registros deberán ser enviados a los Centros Principales de Control, CPC, a través de Equipos de Telemetría.

El Transportador no propietario de la Estación entre Transportadores será el responsable de la medición en línea para determinar la cantidad de energía 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”.

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 los registros del sistema de medición para transferencia de custodia y de las variables determinadas por los equipos de medición establecidos en presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, o en su defecto por los equipos de medición pactados contractualmente, debidamente calibrados, verificados e inspeccionados, empleando los métodos de cálculo establecidos, para cada tecnología específica de medición.

5.3.1. Sistema de Medición para Transferencia de Custodia.

Los Sistemas de Medición para transferencia de custodia emplearán medidores homologados de conformidad con la normativa que se encuentre vigente en el país y de acuerdo con lo establecido en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, y constarán de:

- a. Elemento primario: Es el dispositivo esencial usado para la medición del gas; incluye, pero no está limitado a, medidores tipo placa de orificio, turbinas, ultrasónicos, rotatorios, másicos tipo coriolis o de diafragma.
- b. Elementos secundarios: Corresponden a los instrumentos de medición asociados, usados para medir determinados mensurandos que son característicos del gas (temperatura, presión, poder calorífico, etc.) y los cuales son usados por el computador de flujo con la finalidad de hacer una corrección y/o una conversión.
- c. Elementos terciarios y dispositivos auxiliares: Corresponden a la Terminal Remota, el equipo de Telemetría y un Computador de

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT - adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999"

Flujo o unidad correctora de datos, programado para calcular correctamente el flujo, dentro de límites especificados de exactitud e incertidumbre y recibir 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 sistemas y equipos cumplirán con lo previsto en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

El Transportador podrá rechazar los sistemas y 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.

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 para Transferencia de Custodia

La instalación, Operación y el Mantenimiento de los Sistemas de Medición corresponde al propietario de dichos equipos, a menos que el Agente 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 en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Cuando la instalación del Sistema de Medición no cumpla con dichos requisitos, deberá rechazarse por parte del Transportador o del Agente según sea el caso. Cuando el Transportador efectúe la instalación, operación y el mantenimiento del equipo de medición, trasladará dichos costos al Agente, previo acuerdo con éste.

5.3.4. Reparación y Reposición del Sistema de Medición para Transferencia de Custodia

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT – adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999”

Cuando el Transportador encuentre defectos o problemas operativos y de desempeño en los equipos, que afecten la confiabilidad, la exactitud o la oportunidad de la transmisión de datos del sistema de medición, deberá notificarlo al propietario.

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 y requisitos técnicos exigidos en la presente Resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, cuando se establezca que el funcionamiento no permite medir en forma adecuada el volumen y la calidad o determinar la energía.

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 periodo el Agente no tome las acciones necesarias para reparar o reemplazar los equipos de su propiedad, el Transportador podrá hacerlo por cuenta de éste 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. En tales casos, los dos equipos deben cumplir con todos los estándares y requisitos técnicos exigidos en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen adicionen o sustituyan. 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 no opere dentro de los requisitos dados en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan o cuando presente daño.
2. Ser utilizado por el Agente para monitorear o evaluar su propio consumo para efectos contables o de control.

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

5.4.1. Determinación de la Temperatura de Flujo.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT - adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999"

La temperatura de flujo será determinada por el Transportador de acuerdo con los estándares y requisitos técnicos exigidos en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen y sustituyan.

5.4.2 Determinación de la presión absoluta de flujo

La presión estática, diferencial y absoluta será determinada por el Transportador de acuerdo con los estándares y requisitos técnicos exigidos en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen y sustituyan.

5.4.3 Determinación del Factor de Compresibilidad del Gas

El factor de compresibilidad del gas será determinado por el Transportador de acuerdo con los estándares y requisitos técnicos exigidos en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

5.4.4. Determinación de la Gravedad Específica del Gas

La gravedad específica en los Puntos de Entrada será determinada por el Transportador de acuerdo con los estándares y requisitos técnicos exigidos la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

En los puntos donde confluyan varios gases, el Transportador deberá instalar, a su cargo, cromatógrafos en línea para medir mezclas de gases o implementar procedimientos de reconstrucción conforme se establece en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

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 en línea de acuerdo con los estándares y requisitos técnicos exigidos en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

El poder calorífico del gas tomado en los Puntos de Salida será determinado según la metodología y con los instrumentos que acuerden las partes, atendiendo los requisitos técnicos exigidos en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

5.4.6. Equivalencia Energética del Gas Natural

Con base en las mediciones volumétricas, de poder calorífico y demás parámetros establecidos en los numerales anteriores, el Transportador determinará de acuerdo con los estándares y requisitos técnicos exigidos

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT – adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999”

en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, 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 periodos de aplicación de los valores obtenidos.

5.5.1. Márgenes de Error en la Medición

Una medición está dentro de los márgenes de error permisibles, cuando al efectuarse la calibración y verificación del Sistema de Medición oficial 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 de la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Una medición se considera no-conforme si no cumple con las exigencias dadas en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, según sea la clase del Sistema de Medición. Cuando la Medición sea no-conforme, el Sistema de Medición o el módulo/elemento que genere la desviación deberá calibrarse, ajustarse e inspeccionarse dentro del plazo establecido en el numeral 5.3.4 del RUT para asegurar que su desempeño cumple con los requisitos establecidos para la clase respectiva del Sistema de Medición.

Si la combinación cuadrática de los errores asociados a los módulos que constituyen el Sistema de Medición, supera el valor establecido 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 calcularse a partir de los registros respectivos, durante el periodo 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 cumpla con los requisitos indicados en este numeral y en el numeral 5.3.5 del RUT. De lo contrario se empleará lo previsto en el numeral 3 del presente artículo.
2. Corrección del error, si éste pudo determinarse mediante calibración, si ambas partes manifiestan acuerdo. La corrección deberá quedar descrita en las disposiciones documentadas del sistema de medición;
3. Cualquier otro método acordado por las partes, el cual deberá quedar descrito en las disposiciones documentadas del sistema de

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT – adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999”

medición.

5.5.3.1. Verificación Inicial

La primera calibración e inspección de los equipos y sistemas de medición de gas, instalados en cada una de las Estaciones de Transferencia de Custodia del Sistema de Transporte, será realizada asegurando el cumplimiento de los requisitos dados en la norma técnica NTC 6167 de 2016, así como la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Los costos de las calibraciones e inspecciones en que este incurra hasta lograr la completa conformidad del sistema de medición serán a cargo del propietario de los equipos de transferencia de custodia.

5.5.3.2 Control Metrológico y Verificaciones Posteriores de los Equipos y Sistemas de Medición para Transferencia de Custodia

La exactitud de la medida de todos los equipos y sistemas de medición de transferencia de custodia, instalados en el Sistema Transporte, será verificada por el Transportador a intervalos ~~paetados contractualmente entre las partes~~, según lo previsto en el numeral 6.4. Control Metrológico (Verificaciones posteriores) y la Tabla 7. Frecuencia de las actividades de control metrológico (verificaciones posteriores) en presencia de los representantes de los Agentes respectivos, para lo cual se seguirán las disposiciones dadas en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

El costo será asumido por el propietario de los equipos de medición de transferencia de custodia. Para la realización del control metrológico y las verificaciones posteriores se aplicarán las disposiciones dadas en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan y en las Normas Técnicas correspondientes, aprobadas por la Superintendencia de Industria y Comercio o por la autoridad competente.

Será derecho del Agente o del Transportador solicitar, en cualquier momento, una calibración, verificación, inspección o prueba especial del sistema de medición o de sus componentes, en cuyo caso las partes cooperarán para llevar a cabo dicha operación. El costo de esta prueba especial estará a cargo de quien la solicite, a menos que, como resultado de dicha prueba, se detecte un error superior a los valores máximos permisibles establecidos en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, en cuyo caso dichos costos correrán a cargo del propietario del equipo.

En todos los casos, cuando se detecte un error superior a los límites establecidos en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, los equipos deberán ser ajustados.

Comentario [F1]: Se elimina de este proyecto de Resolución CREG 124-2017.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT - adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999”

El Transportador dará aviso al Agente sobre la fecha y hora en que se efectuará verificación 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.

5.5.6. 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 a condiciones estándar, energía, 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.

5.6.1. Obligaciones del Transportador

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

1. No ejecutar ningún Contrato de Transporte hasta tanto se cuente con los Sistemas de Medición para transferencia de custodia 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 la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.
2. Realizar la medición de los parámetros arriba señalados, con la periodicidad establecida en la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, 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 de flujo, equipos de medida y sistemas de medición.
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.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT - adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999"

5. Colocar en el Boletín Electrónico de Operaciones, 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:

1. No entregar/recibir gas hasta tanto se hayan instalado, calibrado, verificado e inspeccionado los sistemas de medición para transferencia de custodia respectivos, o se haya definido por las partes una metodología de medición de conformidad con lo establecido para Puntos de Entrada y de Salida en los numerales 5.1 a 5.5 de la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.
2. Mantener un espacio adecuado para el sistema de medición 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, éste 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 éstos hacen parte integral del Equipo de Telemetría. La solución de comunicaciones, el tipo de puertos y el protocolo a usar deben ser

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT – adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999”

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 presente resolución, o aquellas normas que lo modifiquen o adicionen.
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 de flujo, equipos de medida y sistemas de medición.
8. Facilitar el acceso al Transportador a los Sistemas de Medición.

5.6.3 Bitácora de actividades de medición.

Los Agentes deberán implementar una bitácora de control de ejecución y seguimiento a las actividades de control, auditorías, calibraciones, capacitaciones, verificaciones entre otras que se ejecuten en forma puntual o periódica en los sistemas de medición de los puntos de transferencia de custodia que incluya la documentación requerida en la norma técnica NTC6167-2016.

La información contenida en dicha bitácora deberá conservarse como mínimo por un término de cinco (5) años contados a partir de la fecha de la recolección de la información según los procedimientos previstos en la norma técnica NTC 6167 de 2016.

Artículo 5. ESTÁNDARES Y NORMAS TÉCNICAS APLICABLES, CUMPLIMIENTO DE NORMAS Y ESTÁNDARES, RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS SOBRE NORMAS TÉCNICAS, Se modifican las secciones: Estándares y normas técnicas aplicables, cumplimiento de normas y estándares, resolución de conflictos sobre normas técnicas correspondientes a los numerales 6, 6.1 y 6.2 del Anexo General de la Resolución CREG 071 de 1999, modificada por la Resolución CREG 041 de 2008, los cuales quedarán así:

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

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT - adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999”

El Sistema de Transporte y las conexiones existentes o futuras deben cumplir con los requisitos establecidos en las normas técnicas aplicables de acuerdo con la presente resolución, o aquellas normas que la modifiquen adicionen o sustituyan, y las disposiciones normativas dadas 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. Se aceptarán, las normas aplicables emitidas por 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 - PHMSA: US Department of Transportation - Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration
GERG: Groupe Européen de Recherches Gazières
GPA: Gas Processors Association
ICONTEC: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación
IEC: International Electrothechnical Comission
ISO: International Organization for Standardization
MID-EU: Measuring Instruments Directive – Europe Union
NACE: National Association of Corrosion Engineers
NEMA: National Electrical Manufacturing Association
NFPA: National Fire Protection Association
OIML: Organisation Internationale de Métrologie Légale
RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
UL: Underwrite Laboratories Inc.

En materia de seguridad también deberá acogerse el Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad en Gas Combustible compilado por el Ministerio de Minas y Energía y a toda la reglamentación que sobre la materia expida el Ministerio de Minas y Energía.

Las normas ambientales a las que deberán acogerse todos aquellos a los cuales aplique este Reglamento, serán aquellas expedidas por el Ministerio del Medio Ambiente, de conformidad con lo dispuesto en la Ley 99 de 1993 y demás que la modifiquen, adicionen o sustituyan; 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 TECNICAS

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT - adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999”

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.

Las discrepancias entre normas internacionales o nacionales aplicables podrán ser resueltas entre las partes interesadas en primera instancia remitiéndose a la fuente original en el caso de las normas que corresponden a adopciones, adaptaciones o traducciones de otras normas. En caso de no resolverse el conflicto deberá solicitarse la intervención por parte del Ministerio de Minas y Energía.

Artículo 6. TRANSICIÓN. Los agentes tendrán un plazo máximo de ~~un~~ (±) dos (2) años contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución para realizar la verificación inicial de las estaciones de medición que se encuentren operando con el fin de dar cumplimiento a lo previsto en el numeral 6.3 de la norma técnica NTC 6167 del 2016. Durante el primer año, los agentes deberán evaluar como parte de la información inicial, los parámetros establecidos en los literales A. Inspección, C, D, relacionados con calibraciones de dispositivos de conversión y determinación de poder calorífico y E acerca de disposiciones documentales. En el segundo año, los agentes evaluarán los parámetros establecidos en el literal B. Pruebas metroológicas y verificación del módulo de medición.

Artículo 7. VIGENCIA. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial* y deroga todas aquellas disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Firma de Proyecto

RUTTY PAOLA ORTIZ JARA

Viceministra de Energía
Delegada del Ministro de Minas y Energía
Presidente

GERMÁN CASTRO FERREIRA

Director Ejecutivo

❑ **Carta al MM&E, Decreto 2345-2015 o 1073-2015.** El CNOGas remite el 20 de noviembre del año en curso la comunicación CNOGas-306-2017 mediante la cual informa al Viceministro de Energía acerca de la imposibilidad de aplicar lo previsto en el protocolo de la Resolución CREG 043-2017 y la necesidad de realizar reunión conjunta CREG-CNOGas-MM&E.

❑ **Reunión conjunta CREG-CNOGas-MM&E.** El pasado 05 de diciembre del año en curso se realizó reunión conjunta CREG-CNOGas-MM&E en la cual se revisaron aspectos del proyecto de Resolución CREG 043-2017 que define un protocolo para atender lo previsto en el Decreto 2345-15 y 1073-2015, para la entrega física de gas a la Demanda Esencial. En esta reunión el MM&E se comprometió a revisar este tema especialmente lo concerniente a aspectos comerciales y jurídicos.

❑ **Publicación UPME-Primer informe planta regasificación en Buenaventura.** La UPME publicó en su página web el primer informe técnico de la consultoría sobre diferentes aspectos para la construcción de la planta de regasificación en Buenaventura. La fecha límite para comentarios es el 06 de diciembre del año en curso.

❑ **Carta UPME, aspectos consultoría planta regasificación del Pacífico.** La UPME remitió comunicación radicado No 20171700041541 de 04 de diciembre de 2017 al CNOGas mediante la cual informa acerca del estudio que realiza el Consorcio SENER Pacífico para consultoría de aspectos relacionados con la planta de regasificación del Pacífico. En la misma invita al CNOGas a realizar comentarios a los diferentes estudios entregados por el consultor en la fases de la consultoría, sobre los cuales fue publicado el primer informe técnico.

❑ **Cambio PC de escritorio Asistente Administrativa CNOGas.** Por obsolescencia tecnológica del PC de la Asistente administrativa, Luz Stella Guana Martínez, fue necesario ceder el PC de escritorio asignado al Secretario técnico. En su momento se solicitará su reemplazo.



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CRE)
No. RADICACION: E-2017-010714 21/Nov/2017-08:48:16
MEDIO: CORREO No. FOLIOS: 1 ANEXOS: NO
ORIGEN CONSEJO NACIONAL DE OPERACION DE GAS
NATURAL-CNO-GAS-
DESTINO German Castro Ferreira

Bogotá D.C 20 de Noviembre de 2017

CNOGas-306-2017

Doctor
Alonso Máyelo Cardona Delgado
Viceministro de Energía (E)
Ministerio de Minas y Energía
Ciudad

Asunto: Imposibilidad de aplicar el protocolo establecido en el proyecto de Resolución CREG 043 de 2017.

Respetado Viceministro,

Mediante comunicación CNOGas-231-2017 del 3 de agosto de 2017 recibida por la CREG con No. de radicación E-2017—007248 del 3 de agosto de 2017 este Consejo, como posible destinatario de las normas contenidas en el proyecto de Resolución CREG 043 de 2017 "Por el cual se adopta el protocolo de que trata el parágrafo 1, del artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015", recomendó a la Comisión "...(...) revisar nuevamente la propuesta remitida por el Consejo mediante la comunicación CNOGas No 099 de 2016 con radicado CREG E-2016-003927 del 15 de abril de 2016, la cual articula las mejores prácticas operativas".

En la mencionada comunicación CNOGas No 099 de 2016 también compartida con el Ministerio de Minas y Energía con radicado No 2016025395 del 19 de abril de 2016 el Consejo remitió, en cumplimiento de solicitud de la CREG, una propuesta de protocolo para la entrega física de gas natural asignado, conforme la prioridad señalada en el artículo 3° del Decreto 2345 de 2015, en el cual se exponían mecanismos operativos diversos que garantizaban el cumplimiento de lo previsto en el señalado Decreto.

En contrario, el protocolo propuesto por la Comisión en el proyecto de Resolución CREG 043 de 2017 no permite realizar la entrega física de gas natural conforme la prioridad señalada en el artículo 3° del Decreto 2345 de 2015, razón por la cual el incumplimiento de lo previsto en este proyecto de resolución, en el evento de ser adoptado como acto administrativo por esa autoridad, podría configurar un riesgo para el agente afectado por un evento así como a los demás Productores-Comercializadores y Transportadores al no poder aplicar el protocolo, lo que podría dar lugar a la apertura de una investigación administrativa por la autoridad de control, y la asunción de los efectos generados por dicha actuación.

Ministerio de Minas y Energía
Origen: CONSEJO NACIONAL DE OPERACIONES DE GAS NATURAL CNO - GAS
Rad: 2017077805 21-11-2017 10:04 AM
Anexos:
Destino: DESPACHO VICEMINISTRO ENERGIA
Serie:



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

Consistentes con la preocupación de los miembros del CNOGas, el pasado 8 de septiembre del año en curso en reunión conjunta CREG-CNOGas, se explicó a la Comisión con ejemplos prácticos la imposibilidad operativa de aplicar lo previsto en el protocolo del proyecto de Resolución CREG 043 de 2017. Como resultado de esta aclaración, el Experto Comisionado participante en la mencionada reunión, doctor Jorge Pinto, solicitó al CNOGas coordinar la realización de una reunión, con la participación del Ministerio de Minas y Energía, para revisar nuevamente las implicaciones asociadas con la aplicación del referido protocolo tal como está propuesto en el proyecto bajo examen.

Con tal fin, respetuosamente solicitamos se fije fecha y hora para desarrollar una jornada de trabajo con el objeto de presentar, junto con Expertos Comisionados de la CREG, un análisis detenido de la problemática relacionada con el tema regulado en el proyecto de resolución que está en consulta.

Agradezco la atención dispensada a esta respetuosa comunicación.

Cordial saludo.

FREDI ENRIQUE LÓPEZ SIERRA
Secretario Técnico

Copia: Dr. Carlos D. Beltrán Director de Hidrocarburos-Minminas
Dr. Claudia Garzón: Coordinadora Grupo de Gas-Minminas
Dr. German Castro Ferreira-Director Ejecutivo- CREG
Dr. Hernán Molina-Experto Comisionado-CREG
Dr. Jorge Pinto - Experto Comisionado-CREG
Dr. Juan C Martínez- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
Dr. José Fernando Plata-Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
Miembros CNOGas.



Radicado No.: 20171700041541

Fecha: 04/12/2017

Bogotá D.C.,

Doctor(a)
FREDI LOPEZ
Secretario Técnico
CNO GAS
Av. El Dorado Nro. 68 C - 61
Ciudad

ASUNTO: Comentarios *Primer Informe Técnico* entregado por el CONSORCIO SENER PACÍFICO.

Respetado(a) doctor(a):

La UPME contrató al CONSORCIO SENER PACÍFICO para llevar a cabo la consultoría que tiene por objeto "DEFINIR Y ELABORAR LAS CONDICIONES TÉCNICAS DE INGENIERÍA CONCEPTUAL PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN LA BAHÍA DE BUENAVENTURA, PACIFICO COLOMBIANO, DE CONFORMIDAD CON LAS NORMAS TÉCNICAS, LA REGLAMENTACIÓN ESPECÍFICA DEL SECTOR DE GAS NATURAL, LA NORMATIVIDAD DE LA PRESTACIÓN DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS, LA FUNCIÓN ESTATAL Y TODO AQUELLO RELACIONADO CON EL PROCESO DE SELECCIÓN DE ADJUDICATARIO PARA LA EXPANSIÓN EN EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA."

Este estudio tiene una duración de cuarenta (40) semanas y tiene como productos entregables tres (3) informes técnicos con los siguientes alcances:

- *Primer Informe Técnico*: Documento con la selección del esquema tecnológico y avance en la definición de las posibilidades y condicionantes (alertas tempranas) que integren y describan las implicaciones de tipo ambiental, físico y social de la construcción y operación de la planta de regasificación en la Bahía de Buenaventura.
- *Segundo Informe Técnico*: Documento borrador de selección del inversionista para comentarios, con la definición de las posibilidades y condicionantes (alertas tempranas) que integren y describan las implicaciones de tipo ambiental, físico y social de la construcción y operación de la planta de regasificación en la Bahía de Buenaventura.
- *Tercer Informe Técnico*: Versión definitiva del documento de selección del inversionista y el plan de calidad.



Radicado No.: 20171700041541

Fecha: 04/12/2017

En cumplimiento al cronograma de ejecución de la consultoría, el CONSORCIO SENER PACÍFICO presentó el *Primer Informe Técnico* el cual se encuentra disponible en la página web de la UPME, www.upme.gov.co.

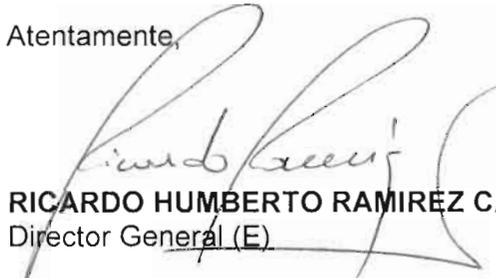
Mediante la presente, ponemos a su consideración este *Primer Informe Técnico* y agradecemos el envío de sus comentarios que se tengan a lugar al correo electrónico convocatoriasgasnatural@upme.gov.co.

De requerir mayor información al respecto con gusto será atendida por la Ingeniera Sandra Johanna Leyva Rolón o el Ingeniero Andrés Eduardo Popayán Pineda en el teléfono (0571) 2 22 06 01 Ext 175 o 164 respectivamente o a través del siguiente link de consulta <http://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Paginas/Convocatorias-gas-natural.aspx>

Agradecemos de antemano sus comentarios o cualquier información adicional que considere pertinente para llevar a cabo el desarrollo de esta consultoría, que esperamos aporte elementos valiosos para la planeación del sector del Gas Natural en Colombia.

Sin otro particular.

Atentamente,



RICARDO HUMBERTO RAMIREZ CARRERO
Director General (E)

Elaboró: Andrés Eduardo Popayán Pineda
Revisó: Sandra Johanna Leyva Rolón



5. TEMAS PARA APROBACIÓN

5.1. Incremento comisión fiduciaria_FiduDavivienda.

Comentarios generales. FiduDavivienda informó al Secretario técnico del CNOGas acerca de la necesidad de ajustar la comisión fiduciaria establecida en el contrato suscrito entre las partes, por cuanto en análisis interno realizado evidenciaron un mayor requerimiento de horas-hombre por el incremento de las ordenes de giro. A continuación detalle sobre la pretensión de FiduDavivienda:

❑ En la sesión del pasado 07 de julio de 2017, FiduDavivienda manifestó que había realizado un análisis de los costos incurridos para atender el contrato con el CNOGas y encontró que el valor de la comisión fiduciaria (1,5 SMMLV+IVA)...COP\$1.316.825 en 2017) no representa el esfuerzo requerido por el personal asignado. Por lo anterior manifestaron que dentro del plazo previsto en el contrato fiduciario notificarán al CNOGas acerca de su interés de revisar este aspecto.

❑ El plazo del contrato actual vence el 30 de marzo de 2018 y el aviso para no prorrogar el contrato deberá darse con antelación mínima de (30) treinta días.

❑ Mediante comunicación con radicado 075951 del 31 de julio de 2017, FiduDavivienda plantea la necesidad de incrementar la comisión del contrato fiduciario a 2,5 SMMLV y eliminar el cobro de las comisiones por la elaboración y celebración de contratos equivalente a medio (1/2) SMMLV.

❑ En comunicación CNOGas No 230-2017 del 01 de agosto de 2017 se precisaron algunos aspectos descritos en la comunicación de FiduDavivienda del 31 de julio de 2017.

❑ En la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 135 realizada el 10 de agosto del año en curso el Consejo aprobó revisar este asunto y disponer de al menos tres (3) ofertas no vinculantes que indicaran las características del servicio de un contrato fiduciario y particularmente el costo mensual de la comisión fiduciaria.

❑ El Secretario técnico solicitó el pasado 01 de septiembre del presente año ofertas no vinculantes a las Fiduciarias: (i) Alianza Fiduciaria,, (ii) Popular, (iii) Central y (iv) Bancolombia.

En la tabla a continuación se observan las condiciones generales de las ofertas económicas no vinculantes de las fiduciarias invitadas:

	DESCRIPCIÓN DE LOS SERVICIOS				
	Contratar los servicios fiduciarios para administración y pagos				
PROVEEDORES	Alianza Fiduciaria	Fiduciaria Popular	Fiduciaria Central	Fiduciaria Davivienda	
	Año 2018			Hasta marzo 2018	A partir de abril 2018
Valor estructuración del Fideicomiso	COP\$1.000.000	COP\$1.500.000 + IVA (COP\$1.785.000)	COP\$3.000.000 + IVA (COP\$3.570.000)	COP\$0	COP\$0
Valor comisión (Mensual)	4 SMLMV + IVA (COP\$3.722.225)	2,5 SMLMV + IVA (COP\$2.326.391)	5 SMLMV + IVA (COP\$4.652.781)	1,5 SMLMV + IVA (COP\$1.395.834) (Ene-Mar-2018)	2,5 SMLMV + IVA (COP\$2.326.391) (Abr-Dic-2018)
Valor comisión por giros (pagos)	COP\$10.000	COP\$28.000	COP\$30.000	COP\$15.000 (A partir del giro 21)	
Valor comisión por suscripción de poderes, Otrosíes u otros documentos legales – Nuevos contratos	0,5 SMLMV + IVA (COP\$465.278)	0,5 SMLMV + IVA (COP\$465.278)	1 SMLMV + IVA (COP\$930.556)	0,5 SMLMV + IVA (COP\$465.278) (Ene-Mar-2018)	COP\$0
Comisión por operación cambiaria (pago en moneda extranjera)	2,5 SMLMV (COP\$1.954.950)	N.A.	N.A.	N.A. (Se revisa suscripción otrosí al contrato fiduciario)	
Vigencia oferta-Contrato	60 días calendario	90 días calendario	30 días calendario	Contrato vigente (vence el 30-marzo-18)	
<ul style="list-style-type: none"> Los valores en COP\$ de las comisiones expresadas en SMLMV se determinaron utilizando el supuesto de incremento del SMLMV para el año 2018 del 6% y el SMLMV 2017: COP\$737.717. 					

Comentarios. La opción más favorable para el CNOGas es la correspondiente a la propuesta por FiduDavivienda por cuanto (i) No considera valor por estructurar el fideicomiso (el contrato está vigente desde 2006), (ii) El valor de la comisión por giros (pagos) es la menor comparada con las ofertadas, (iii) No se generan cobros por contratos, ordenes de trabajo-servicios, etc., según nueva propuesta (2,5 SMLMV) y (iv) Presenta mejor rentabilidad financiera.

- ❑ La solicitud de FiduDavivienda para modificar el contrato fiduciario es la siguiente:
 - ✓ Incremento de la comisión fiduciaria mensual por administración del fideicomiso a 2,5 SMLMV + IVA.
 - ✓ No cobrar comisión por la revisión y suscripción de contratos u ordenes de compra/servicios nuevos.

- ❑ Las condiciones actuales (2017) del contrato fiduciario son las siguientes:
 - ✓ Vigencia del contrato fiduciario hasta el 30 de marzo de 2018.
 - ✓ Comisión fiduciaria mensual por administración del fideicomiso de 1,5 SMLMV + IVA.
 - ✓ La comisión mensual incluye hasta 20 pagos. Por cada pago adicional \$15.000.
 - ✓ Revisión y suscripción de contratos nuevos, 0,5 SMLMV + IVA.

Promedio de contratos suscritos entre 2009 y 2017: 3,56 contratos (aprox. 4 contratos)

SENSIBILIZACIÓN COSTOS COMISIÓN FIDUCIARIA.

A continuación se presenta una sensibilización de los costos de la comisión fiduciaria para 2018, considerando varios escenarios probables de revisión y suscripción de contratos nuevos.

FIDUAVIVIENDA

ITEM	AÑO	Comisión fiduciaria mensual+IVA		Contratos anuales		VALOR MENSUAL TOTAL	COMENTARIOS
		SMLMV	COP\$\$	N° DE CONTRATOS	VALOR_Mensualizado		
Línea base	2018	1,5	1.395.834	1	38.773	1.434.608	Valor comisión y contratos enero a marzo-2018
1	2018	2,5	2.326.391	4	-	2.326.391	Valor propuesto por FiduDavivienda a partir de abril 2018

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL, CNOGas

ITEM	AÑO	Comisión fiduciaria mensual+IVA		Contratos anuales		VALOR MENSUAL TOTAL	COMENTARIOS
		SMLMV	COP\$\$	N° DE CONTRATOS	VALOR_Mensualizado		
1	2018	2,0	1.861.112	0	0	1.861.112	Propuestas del CNOGas. Supuesto de incremento del SMLMV para 2018 del 6%. Valor contratos anuales mensualizados. Se incluye el IVA para la comisión y contratos nuevos.
2	2018	2,0	1.861.112	1	38.773	1.899.886	
3	2018	2,0	1.861.112	2	77.546	1.938.659	
4	2018	2,0	1.861.112	3	116.320	1.977.432	
5	2018	2,0	1.861.112	4	155.093	2.016.205	

Comentarios. Se infiere que FiduDavivienda mantiene el valor cobrado por suscripción de contratos nuevos de 0,5 SMLMV + IVA.

Para el caso de suscribirse 4 nuevos contratos (promedio 2009-2017), el valor mensualizado es menor que el propuesto por FiduDavivienda correspondiente a cobrar 2,5 SMLMV +IVA sin cobro por contratos nuevos.

ANÁLISIS RENTABILIDADES FIDUCIARIAS.

- ❑ Considerando que ninguna de las Fiducias se compromete con una tasa fija de rentabilidad, hicimos una revisión histórica del comportamiento de los Fondos en los últimos doce (12) meses, encontrando que FiduDavivienda es el que ha presentado mejores resultados. Adjunto compartimos la tabla comparativa.

Valores con corte 30 de noviembre de 2017

Nombre Fiduciaria	Nombre de Fondo	Rentabilidad Anual
Davivienda	Inversión Colectiva Rentalíquida	6,01%
Popular	Rentar	5,75%
Alianza	Fondo Alianza	5,69%
Central	Fiduciaria Central	5,67%
Central	1525 Fiducentral	5,51%

Efecto en proyecto presupuesto 2018 _Comisiones fiduciarias 2,5 y 2,0 SMLMV.

PROYECTO DE PRESUPUESTO CNOGas_2018

DESCRIPCIÓN	PROYECTO PRESUPUESTO_2,5 SMMV + COP\$0 POR CONTRATOS NUEVOS	PROYECTO PRESUPUESTO_2,0 SMMV + 4 CONTRATOS NUEVOS	VARIACIÓN(2,5 VS 2,0 SMLMV)
Proyecto presupuesto 2018	688.957.935	686.623.728	2.334.207
Aportes 2018	45.930.529	45.774.915	155.614

Recomendaciones.

Continuar con el contrato fiduciario con FiduDavivienda.

Proponer a FiduDavivienda

Revisar la probabilidad de cobrar un valor de la comisión fiduciaria mensual equivalente a 2,0 SMLMV + el pago de 0,5 SMLMV por la revisión y suscripción de contratos nuevos + IVA aplicado en cada variable.

Asumir el CNOGas el pago de los servicios públicos, teniendo como requerimiento esencial el incremento de la caja menor hasta COP\$1.000.000 (Alrededor de 60 ordenes de giro anuales menos tramitaría FiduDavivienda).

5.2. Suscripción otrosí contrato fiduciario Davivienda_Pagos en moneda extranjera e incremento comisión fiduciaria.

Comentarios generales. FiduDavivienda manifestó al Secretario técnico acerca de la necesidad de suscribir un otrosí al contrato fiduciario actual considerando la necesidad de realizar pagos en moneda extranjera (compra de gas patrón a proveedor en USA), situación confirmada mediante concepto de la Dra. Nora Palomo, asesora jurídica del CNOGas. Algunos hitos:

❑ El 05 de julio de 2017 el CNOGas remitió a FiduDavivienda borrador del Otrosí al contrato fiduciario, revisado por la Dra. Nora Palomo, para revisión y comentarios.

❑ El 11 de septiembre del año en curso FiduDavivienda remitió correo al CNOGas indicando lo siguiente: *“De manera atenta solicitamos su colaboración, confirmando a partir de qué fecha debemos dejar el incremento de la comisión fiduciaria en el otrosí adjunto:*

Fecha de suscripción del otrosí.

Fecha de vencimiento del contrato, es decir 30 de Marzo de 2018.

Quedamos atentos a su confirmación con el fin de continuar con el proceso de revisión por parte de nuestro Jurídico”

❑ El 11 de septiembre del año en curso el Secretario técnico respondió la solicitud de FiduDavivienda: *“La fecha coincidiría con la fecha de vencimiento del contrato, 30 de marzo de 2018.....Juan Carlos, agradecemos que una vez revisado el otrosí, nos lo remitan por cuanto existe interés en los miembros del CNOGas en someterlo a revisión al interior de sus empresas”.*

-
- ❑ El 17 de noviembre de 2017 FiduDavivienda remitió al CNOGas el Otrosí al contrato fiduciario a suscribir entre las partes, revisado por su área jurídica.
 - ❑ En el Otrosí a suscribir entre las partes quedó incluido el mecanismo para (i) pago en moneda extranjera e (ii) incremento propuesto para la comisión fiduciaria mensual.
 - ❑ El 27 de noviembre del año en curso el Secretario técnico remitió a los miembros del Consejo el otrosí, para revisión.

En el entretanto las empresas miembros del CNOGas revisan los términos del otrosí, se someterá a aprobación en la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 137 de hoy 12 de diciembre de 2017, la autorización para que el Secretario técnico suscriba el otrosí resultante de la revisión aceptado por FiduDavivienda. El plazo para la suscripción vence el 30 de marzo de 2018.

OTROSI NÚMERO (5...) AL CONTRATO DE FIDUCIA MERCANTIL IRREVOCABLE DE ADMINISTRACION Y FUENTE DE PAGOS CNO GAS

Entre los suscritos, a saber **(i) MARTHA YOLANDA LADINO BARRERA**, mayor de edad, identificada con la Cédula de Ciudadanía número 52.148.747 expedida en Bogotá, quien obra en su calidad de Suplente del Presidente de **FIDUCIARIA DAVIVIENDA S.A.**, sociedad de servicios financieros, legalmente constituida mediante Escritura Pública 7.940 del 14 de diciembre de 1.992 otorgada en la notaria 18 del Círculo de Bogotá, debidamente autorizada mediante Resolución 5413 del 30 de diciembre de 1992 de la Superintendencia Bancaria (hoy Superintendencia Financiera de Colombia) con domicilio en la ciudad de Bogotá D.C., quien en adelante y para todos los efectos se denominará la **FIDUCIARIA**; y **(ii) FREDI ENRIQUE LOPEZ SIERRA**, mayor de edad, identificado con Cédula de Ciudadanía No. 12.547.743 de Santa Marta, quien como SECRETARIO TÉCNICO obra en nombre y representación del **CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL (CNO Gas)**, creado por la Ley 401 del 20 de agosto de 1997 y reglamentado por los Decretos 2225 del 30 de octubre del 2000 y 2282 del 26 de octubre de 2001, expedidos por el Ministerio de Minas y Energía, quien en adelante y para todos los efectos se denominará el **FIDEICOMITENTE**, de común acuerdo hemos convenido modificar el contrato de Fiducia mercantil irrevocable de administración y Fuente de pago, previas las siguientes:

CONSIDERACIONES

PRIMERA. Que mediante contrato de fecha 26 de noviembre de 2004, FIDUCIARIA SUPERIOR S.A. FIDUSUPERIOR, celebró con los miembros del CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL CNOGas, creado por la Ley 401 del 20 de Agosto de 1997 y reglamentado por el Decreto 2225 del 30 de Octubre del 2000, expedido por el Ministerio de Minas y Energía, para ejercer las funciones 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, un contrato de FIDUCIA MERCANTIL IRREVOCABLE DE ADMINISTRACIÓN Y FUENTE DE PAGO mediante el cual constituyeron un fideicomiso para administrar los recursos provenientes de los aportes efectuados por los miembros del CNOGas- y realizar los pagos ordenados por el SECRETARIO TÉCNICO del mismo, de conformidad con el procedimiento establecido en el mismo contrato.

**OTROSÍ NÚMERO (5) AL CONTRATO DE FIDUCIA MERCANTIL IRREVOCABLE DE ADMINISTRACION Y
FUENTE DE PAGOS CNO GAS**

- SEGUNDA.** Que mediante documento de fecha 30 de noviembre de 2006, el contrato de Fiducia Mercantil Irrevocable de Administración y Pagos fue cedido por FIDUCIARIA SUPERIOR S.A., a FIDUCIARIA DAVIVIENDA S.A., conforme a lo aprobado por los miembros del CNOGas
- TERCERA.** Que el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural- CNOGas informó mediante correo electrónico del 28 de junio de 2017 a la Fiduciaria Davivienda la gestión adelantada para suscribir un contrato para el “Suministro de cilindros con mezclas de gas natural de una especificación definida por el CNOGas” cuyo pago sería en dólares americanos (USD).
- CUARTA.** Que la Fiduciaria Davivienda informó al Consejo Nacional de Operación de Gas Natural- CNOGas mediante correo electrónico del 28 de junio de 2017 que: *“De acuerdo con lo establecido en el contrato fiduciario no es posible realizar pagos en moneda extranjera, entendemos que en años anteriores se realizaron operaciones de este tipo sin embargo en un proceso de auditoria evidenciaron que en algunos fideicomisos se realizaban este tipo de operaciones sin estar contempladas en los contratos fiduciarios. Por lo tanto es necesario que nos radiquen comunicación solicitando la elaboración de un otrosí al contrato fiduciario para procesar pagos en moneda extranjera”.*
- QUINTA.** Que el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural- CNOGas, mediante comunicación de fecha 30 de junio de 2017, solicitó a la FIDUCIARIA que se modifique el contrato para que se puedan realizar pagos en moneda extranjera que se puedan presentar con los proveedores, contratistas o terceros interesados.
- SEXTA.** Que una vez revisada la solicitud antes mencionada en el Comité de Negocios de la Fiduciaria celebrado el 7 de julio de 2017, y una vez analizadas las actividades administrativas y operativas del FIDEICOMISO CNO GAS se determinó que la administración del mencionado fideicomiso genera costos adicionales para la Fiduciaria, en virtud de lo cual dicho órgano determino la viabilidad de realizar el ajuste al contrato e incrementar la comisión fiduciaria a dos punto cinco salarios

**OTROSÍ NÚMERO (5) AL CONTRATO DE FIDUCIA MERCANTIL IRREVOCABLE DE ADMINISTRACION Y
FUENTE DE PAGOS CNO GAS**

mínimos mensuales legales vigentes (2.5 SMMLV) la cual incluye hasta un pago en moneda extranjera al mes y eliminar el cobro de las comisiones por la celebración de contratos equivalente a medio salario. Lo anterior fue informado al SECRETARIO TÉCNICO mediante comunicación de fecha 31 de julio de 2017.

QUINTA. Que mediante comunicación de fecha 1º de agosto de 2017, el SECRETARIO TÉCNICO informo a la FIDUCIARIA que “... *Aclarado lo anterior y de acuerdo con lo charlado en la mencionada reunión entre las partes, nos permitimos precisar que el incremento de la comisión fiduciaria, para el caso en que el Consejo la apruebe, entrará en vigencia el día siguiente a la fecha de vencimiento del plazo actual del contrato fiduciario, es decir, el 01 de abril de 2018,*”

SEXTA. En reunión plenaria CNOGas No xxx realizada el xxx el Consejo autorizó al Secretario Técnico a suscribir el presente otrosí.

En virtud de lo anterior, las partes proceden a modificar el contrato de fiducia de conformidad con lo establecido en las siguientes:

CLÁUSULAS

CLÁUSULA PRIMERA.- Las partes han decidido adicionar el numeral (viii) a la Cláusula Segunda del Capítulo II del contrato de Fiducia, la cual quedará así:

CLÁUSULA SEGUNDA.- OBJETO: *El presente contrato se celebra con el objeto de que la FIDUCIARIA (i) recaude y administre los recursos aportados por los FIDEICOMITENTES, (ii) recaude y administre los recursos aportados por otros miembros del CNO Gas no fideicomitentes, (iii) invierta los recursos en los Fondos de Inversión Colectiva administrados por la FIDUCIARIA, (iv) recaude y administre todos los pagos realizados al CNO Gas, (v) realice pagos a terceros, previa instrucción del SECRETARIO TÉCNICO del CNO Gas, de conformidad con lo establecido en el presupuesto del Consejo Nacional de Operación, (vi) suscriba los contratos que el CNO Gas requiera para su funcionamiento y los requeridos en virtud de la realización de seminarios, cursos de entrenamiento, y jornadas técnicas; (vii) administre los recursos derivados de la*

Comentario [F1]: Lo único que cambia en esta cláusula es lo redactado en letras color rojo...el resto permanece igual que en el contrato original.

OTROSI NÚMERO (5) AL CONTRATO DE FIDUCIA MERCANTIL IRREVOCABLE DE ADMINISTRACION Y FUENTE DE PAGOS CNO GAS

realización de seminarios, cursos de entrenamiento y jornadas técnicas, (viii) De conformidad con la solicitud del Secretario Técnico del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural- CNO Gas se faculta para que en el FIDEICOMISO CNO Gas se puedan realizar pagos en moneda extranjera que se puedan presentar en adelante, con proveedores, contratistas o terceros interesados.

CLÁUSULA SEGUNDA.- La Cláusula Décima “Remuneración de la Fiduciaria”, quedará así:

CLÁUSULA DÉCIMA.- REMUNERACIÓN DE LA FIDUCIARIA. Por su gestión, LA FIDUCIARIA recibirá como retribución las siguientes sumas:

- 10.1 Por la administración del Fideicomiso y demás gestiones que realice una suma mensual equivalente a DOS PUNTO CINCO SALARIOS MÍNIMOS MENSUALES LEGALES VIGENTES (2.5 SMMLV), Esta comisión se empezará a facturar a partir del 1º de abril de 2018.
- 10.2 Por los recursos administrados en los Fondos de Inversión Colectiva administrados por la FIDUCIARIA, la comisión vigente aprobada en el Reglamento del correspondiente Fondo, por la Superintendencia Financiera de Colombia.

Los anteriores valores no incluyen IVA.

PARÁGRAFO PRIMERO.- LA FIDUCIARIA queda autorizada para descontar las comisiones directamente de los recursos administrados en los Fondos de Inversión Colectiva, así como los gastos por concepto de impuestos, y los necesarios para actuar en defensa del **PATRIMONIO AUTÓNOMO** señalados en la cláusula undécima,

PARÁGRAFO SEGUNDO.- LOS FIDEICOMITENTES aceptan expresamente que la certificación sobre el monto de la remuneración adeudada a LA FIDUCIARIA, suscrita por el representante legal y el contador de LA FIDUCIARIA, aceptada por EL SECRETARIO, tendrá mérito ejecutivo suficiente para hacer efectivo su cobro al Fideicomiso y a LOS FIDEICOMITENTES.

Comentario [F2]: Esta comisión NO es indicativa que debemos pagar un valor adicional al cobrado mensualmente por el Fideicomiso (2,5 SMLMV propuestos). Es cobrada por la administración del dinero en los Fondos de Inversión Colectiva como una menor rentabilidad; es decir, de los dineros consignados por el CNOGas no se deduce suma alguna.

OTROSI NÚMERO (5) AL CONTRATO DE FIDUCIA MERCANTIL IRREVOCABLE DE ADMINISTRACION Y FUENTE DE PAGOS CNO GAS

PARÁGRAFO TERCERO.- En el evento en el que se generen retrasos por parte de **LOS FIDEICOMITENTES** en el pago de la remuneración, **LA FIDUCIARIA** cobrará intereses de mora a la tasa máxima legal mensual vigente, de acuerdo con la certificación expedida por la Superintendencia Financiera de Colombia.

Si no existieren recursos en el Fideicomiso la comisión será pagada por **LOS FIDEICOMITENTES**, dentro del plazo de vencimiento de la factura, mediante pago electrónico de acuerdo con el procedimiento que le sea indicado por **LA FIDUCIARIA**

PARÁGRAFO CUARTO.- CONDICIÓN RESOLUTORIA. Para todos los efectos legales y contractuales a que haya lugar, **LOS FIDEICOMITENTES y LA FIDUCIARIA** pactan en forma expresa que en caso de pasar tres (3) meses contados a partir del plazo para pagar la(s) factura(s) por concepto de comisión fiduciaria de que trata esta cláusula y **LOS FIDEICOMITENTES** no cancelan la suma debida, esta situación se podrá entender como un incumplimiento que da lugar a la terminación inmediata de este contrato, el cual se entenderá resuelto de pleno derecho, sin lugar al pago de indemnización alguna, pero sin perjuicio del cobro de la comisión fiduciaria debida a cargo de **LOS FIDEICOMITENTES** junto con los correspondientes intereses moratorios, evento en el cual, constituirá título ejecutivo en el proceso judicial, la copia de este contrato acompañada de prueba sumaria del incumplimiento en el pago de las comisiones fiduciarias.

CLÁUSULA TERCERA.- En lo demás el contrato de fiducia se mantiene en los términos inicialmente pactados.

En constancia de lo anterior lo firman las partes, en dos (2) ejemplares del mismo tenor y valor, el

LA FIDUCIARIA,

EL FIDEICOMITENTE,

Comentario [F3]: Estos párrafos forman parte del contrato original en su cláusula 10; sin embargo FiduDavivienda solicitó dejarlos por cuanto forman parte de la cláusula de comisión que es modificado con el nuevo valor..

**OTROSI NÚMERO (5) AL CONTRATO DE FIDUCIA MERCANTIL IRREVOCABLE DE ADMINISTRACION Y
FUENTE DE PAGOS CNO GAS**

FIDUCIARIA DAVIVIENDA S.A
MARTHA YOLANDA LADINO BARRERA
Suplente del Presidente

**CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN
DE GAS NATURAL CNOGas**
FREDI ENRIQUE LOPEZ SIERRA
Secretario Técnico

5.3. Protocolo-Guía aplicación aspectos Resolución CREG 124-2017.

Comentarios generales. La Comisión publicó la Resolución CREG 124-2017 “Por la cual se modifica la Resolución CREG 115-2013” a través de la cual definió los lineamientos para informar al MM&E, Superservicios y al COMI acerca de la ocurrencia de un evento de Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia, No Transitoria. Sobre estos lineamientos, el Consejo instruyó al Secretario técnico a desarrollar un procedimiento para su aplicación. A continuación detalle sobre la pretensión de FiduDavivienda:

En la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 136 realizada el pasado 12 de octubre del año en curso el Consejo solicitó al Secretario técnico presentar para revisión en la sesión COMI mensual del mes de noviembre del presente año un protocolo o guía para la aplicación de aspectos previstos en la referida resolución.

En la sesión del 08 de noviembre del año en curso el Secretario técnico realiza presentación a los miembros del COMI sobre el alcance del procedimiento para la aplicación de lo previsto en la Resolución CREG 124-2017. Se acuerda que los miembros del COMI realicen revisión al documento y remitan sus comentarios.

El Secretario técnico consolida los comentarios remitidos por los miembros del COMI y comparte el 27 de noviembre del presente año el documento compilado con los miembros del Consejo para revisión y aprobación en la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 137 de hoy 12 de diciembre de 2017.

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	PROCEDIMIENTO PARA APLICACIÓN DE ASPECTOS PREVISTOS EN LA RESOLUCIÓN CREG 124-2017	12-Diciembre-2017
---	---	-------------------

PROTOCOLO No xxx DE 2017,

PROCEDIMIENTO PARA APLICACIÓN DE ASPECTOS PREVISTOS EN LA RESOLUCIÓN CREG 124-2017

1. DEFINICIONES

- **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 2100 de 2011, art 2º).
- **Insalvable restricción en la oferta o Situación de grave emergencia, No Transitoria.** Limitación técnica que implica un déficit de gas en un punto de entrega, al no ser posible atender la demanda de gas natural en dicho punto, pese a las inmediatas gestiones por parte de un Agente Operacional para continuar con la prestación normal del servicio (Decreto 1073-15).
- **Limitación técnica.** Reducción o pérdida súbita de la disponibilidad de la capacidad máxima de producción de un campo o de la capacidad máxima de un sistema de transporte de gas (Decreto 1073-15).
- **Racionamiento programado de gas natural.** Situación de déficit cuya duración sea indeterminable, originada en una limitación técnica identificada, incluyendo la falta de recursos energéticos o una catástrofe natural, que implica que el suministro o transporte de gas natural es insuficiente para atender la demanda (Decreto 1073-15).

2. ANTECEDENTES

2.1. GENERALIDADES

La Resolución CREG 124-2017 modificó la Resolución CREG 115 de 2013

La Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió la Resolución CREG 115 de 2013, por la cual se adopta el acuerdo operativo por el cual se establecen las funciones y se reglamenta el funcionamiento y la constitución del Comité de Coordinación de

Mantenimientos e Intervenciones del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – COMI

Mediante comunicación con radicado CREG E-2015-012481, el CNOG presentó solicitud de modificación de la Resolución CREG 115 de 2013, con el fin de agregar a las funciones del COMI la de mantener informado al Ministerio de Minas y Energía, por parte de agentes y el COMI, de los eventos que pudieran afectar la infraestructura de suministro o transporte de gas natural, así como las acciones tendientes a mitigar las restricciones a la demanda.

Mediante la Resolución CREG 189 de 2016, la Comisión hizo público la Resolución por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se modifica la Resolución CREG 115 de 2013”.

Durante el período de consulta se recibieron comentarios de los Agentes y en atención a los comentarios recibidos, la CREG solicitó al CNOG emitir concepto sobre los cambios propuestos por los agentes.

Mediante comunicación con radicado CREG E-2017-002207, el CNOG reformuló su petición con base en los comentarios recibidos por la Comisión.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió la Resolución CREG 114 de 2013, mediante la cual se estableció el protocolo de comunicaciones operativas en situación de racionamiento programado o de riesgo de desabastecimiento.

La Resolución CREG 114 de 2013, también incorpora mecanismos para comunicaciones operativas entre empresas del sector en situación de racionamiento programado, insalvable restricción en la oferta o situación de grave emergencia o de riesgo de desabastecimiento. Para los casos de mantenimientos programados que generen restricción a la demanda y que requieran el desarrollo de un balance oferta-demanda, es necesario que los agentes responsables de este tipo de mantenimientos apliquen lo previsto en el numeral 3.3. Reporte de avance del evento.

2.2. DECISIÓN CREG

Artículo 1. Adicionar un nuevo literal al numeral 4, Funciones del Comité de Coordinación de Mantenimientos e Intervenciones – COMI, del Anexo 1, de la Resolución CREG 115 de 2013, el cual queda de la siguiente forma:

m) En el caso de ocurrencia de un evento de Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia, No transitoria, de conformidad con la definición establecida en artículo 2.2.2.1.4, del Decreto compilatorio 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen, adicionen o sustituyan, el respectivo agente productor-comercializador o transportador remitirá un comunicado de la forma más expedita al Viceministerio de Energía con copia a la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible y al COMI, informando sobre las potenciales afectaciones del mercado y las acciones de mitigación o solución del evento por parte del agente.

El COMI deberá sesionar en forma virtual o presencial, a la mayor brevedad posible, con el fin de analizar las posibles afectaciones y las acciones con el fin de mitigar la contingencia en el suministro o transporte de gas natural.

El Secretario Técnico del CNOG informará al Viceministerio de Energía y a la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible de las decisiones tomadas por parte del COMI, para superar la contingencia originada en la infraestructura de suministro o de transporte de gas natural, acerca del avance durante el plan de contingencia y el cierre, una vez concluyan las tareas de coordinación operativas.

3. PROCEDIMIENTO PASO A PASO.

Ante la ocurrencia de un evento de Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia, No Transitoria, de conformidad con la definición establecida en artículo 2.2.2.1.4, del Decreto compilatorio 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen, adicionen o sustituyan, el respectivo agente productor-comercializador o transportador procederá de la siguiente manera:

- Aplicará los protocolos establecidos en su organización tendientes a analizar el impacto del evento y el mecanismo de solucionarlo.
- El agente afectado por una limitación técnica analizará si la misma puede ser superada a través de mecanismos operativos aplicados en común acuerdo con el agente productor-comercializador o transportador, según sea el caso.
- De confirmarse por parte del Agente afectado que es posible superar la limitación técnica que desencadenó la ocurrencia de la Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia, No Transitoria, este coordinará con el productor-comercializador o transportador, según aplique, las acciones operativas a seguir.
- De confirmarse por parte del agente afectado que no es posible superar la limitación técnica que desencadenó la ocurrencia de la Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia, No Transitoria, este procederá de la siguiente manera:
 - Remitirá comunicado de la forma más expedita al Viceministerio de Energía con copia a la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible y al COMI, informando sobre las potenciales afectaciones del mercado y las acciones de mitigación o solución del evento por parte del agente.
 - El Secretario técnico del CNOGas programará con el agente afectado las teleconferencias para seguimiento al evento.
 - El Secretario técnico informará mediante correo electrónico al Ministerio de Minas y Energía, Superservicios y CREG acerca del avance en los trabajos, una vez concluida cada teleconferencia para seguimiento.

- En cumplimiento de lo previsto en la Resolución CREG-114-2013, se remitirán mediante correo electrónico al Ministerio de Minas y Energía, Superservicios y CREG informes diarios.
- Para el caso de las suspensiones parciales o totales en la atención de la demanda por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos que según la regulación vigente se catalogan como Eventos eximentes de responsabilidad, y que requieran el desarrollo de un balance oferta-demanda, se procederá de la siguiente forma:
 - Una vez analizado por el COMI el balance oferta-demanda, se remitirá comunicación al Viceministerio de Energía con copia a la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible y al COMI, informando sobre el impacto generado por las labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, el resultado del balance para cada región (Costa e Interior) y los mecanismos de mitigación del impacto.
 - El Secretario técnico del CNOGas programará con el agente afectado las teleconferencias para seguimiento al evento.
 - El Secretario técnico informará mediante correo electrónico al Ministerio de Minas y Energía, Superservicios y CREG acerca del avance en los trabajos, una vez concluida cada teleconferencia para seguimiento.
 - En cumplimiento de lo previsto en el numeral 3.3. Reporte de avance del evento de la Resolución CREG-114-2013, se remitirán mediante correo electrónico al Ministerio de Minas y Energía, Superservicios y CREG los informes correspondientes.

4. MIEMBROS DEL COMITÉ COORDINADOR DE MANTENIMIENTOS E INTERVENCIONES – COMI.

Como Anexo al presente documento se incluye el listado de los miembros actuales del COMI según (i) lo previsto en la Resolución CREG 115 de 2013 y (ii) la delegación realizada por cada empresa miembro del CNOGas.

MIEMBROS COMITÉ DE COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS E INTERVENCIONES-COMI.

FUNCIONARIO	EMPRESA	CORREO ELECTRÓNICO
Omar Ceballos	Chevron	omar.ceballos@chevron.com
Javier Pardo	Chevron	javier.pardo@chevron.com
Diana C. Alfonso	Chevron	DAGF@chevorn.com
Nelson L. Martínez	Ecopetrol	nelson.martinez@ecopetrol.com.co
Ana G. Hernández	Ecopetrol	anagi.hernandez@ecopetrol.com.co
Edgar Medina	Equión	edgar.medina@equion-energia.com
Milton Cañón	Equión	milton.canon@equion-energia.com
Alejandro Navas	Geoproduction	anavas@canacolenergy.com
Luis Cañón	Geoproduction	lcanon@canacolenergy.com
Jesús correa	Promigas/Transoccidente	jesus.correa@promigas.com

Piedad Delvecchio	Promigas/Transmetano	piedad.delvecchio@promigas.com
Jesús Vargas	TGI	Jesus.vargas@tgi.com.co
Carlos León	TGI	carlos.leon@tgi.com.co
Isabel C. Gálvez	Promioriente	isabel.galvez@promioriente.com
Andrés León	Promioriente	andres.leon@promioriente.com
Gustavo Montero	Progasur	gustavo.montero@progasur.com.co
Gisela Galindo	Progasur	gisela.galindo@progasur.com.co
William López	XM	wilopez@xm.com.co
Jaime Castillo	XM	jacastillo@xm.com.co
Eduardo Ramos	TEBSA	eramos@tebsa.com.co
Gilberto Marengo	TEBSA	gmarengo@tebsa.com.co
Cristian Vallejos	Isagen	cavallejos@isagen.com.co
John F. Mejía	Isagen	fmejia@isagen.com.co
Juan C Martínez	SSPD	jcmartinez@superservicios.gov.co
Hernán Molina	CREG	Hernan.molina@creg.gov.co
Fredi López	CNOGas	secretariotecnico@cnogas.org.co

Nota: Conformación según lo previsto en el numeral 5. Reuniones y Conformación del Comité de Coordinación de Mantenimientos e Intervenciones – COMI de la Resolución CREG115-2013. Los funcionarios fueron designados por cada empresa.

5.4. Concepto a MM&E_Medición en surtidores GNCV.

Comentarios generales. El Ministerio de Minas y Energía, MM&E, mediante comunicación 2017049504, 01-08-2017 solicitó concepto técnico al CNOGas sobre la medición en las EDS. En la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 135 realizada el 10 de agosto del año en curso, el Consejo aprobó iniciar el desarrollo del concepto técnico requerido por el MM&E a través del comité técnico designado para tal fin. A continuación los hitos generales sobre este tema:

- El Comité técnico realizará ponencia sobre este tema.

PONENCIA COMITÉ TÉCNICO

**CONCEPTO A MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
(MM&E)_MEDICIÓN EN ESTACIONES DE SERVICIOS PARA GNCV.**

Bogotá, 12 de diciembre de 2017

GENERALIDADES

- ❑ El MM&E publicó la Resolución No 4 0278 del 4 de abril de 2017 en la cual en el ordinal iv) del numeral 5.5.2 se dispone que *“las EDS deben contar con un sistema de medición de flujo másico para efectos de registrar la cantidad de gas suministrada a cada vehículo. La medición y la cantidad de gas entregada o vendida a los vehículos debe realizarse en unidades de masa (kilogramos) y los surtidores deben estar ajustados permanentemente para ello”*.
- ❑ El MM&E solicita al CNOGas en su comunicación que *“Por lo anterior solicitamos al CNO Gas, como órgano asesor del Ministerio de Minas y Energía, concepto técnico relacionado con el tema, con el fin de lograr la implementación de dicha medida, teniendo en cuenta las estadísticas que disponga sobre los equipos de medición en las EDS, así como el impacto económico que genera el cambio de los equipos de medición, en caso de que eso ocurra”*.
- ❑ En sesión del Comité técnico realizada el 24 de agosto de 2017, se definieron aspectos a revisar para poder estructurar el concepto técnico requerido por el MM&E, entre otros, los siguientes: (i) Información estadística de las características y tipos de medidores en las EDS y en los city gate para entrega a la EDS (estaciones de transferencia de custodia).

❑ En sesiones del Comité técnico realizadas el 14 de septiembre y el 19 de octubre del año en curso en la cual participaron terceros invitados relacionados con servicios de GNCV: EPM, Terpel, Efigas y Gases de Occidente, se definieron las acciones y se estructuró el documento preliminar con el propósito de dar respuesta a la solicitud del Ministerio de Minas y Energía.

❑ En sesión del Comité técnico realizada el 09 de noviembre de 2017 con la participación solamente de las empresas miembros del CNOGas se revisó el documento preliminar estructurado en la anterior reunión (19-octubre-2017) y se procedió a ajustar el documento y aprobar la versión a someter a aprobación en la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 137 de hoy 12 de diciembre de 2017.

ANTECEDENTES

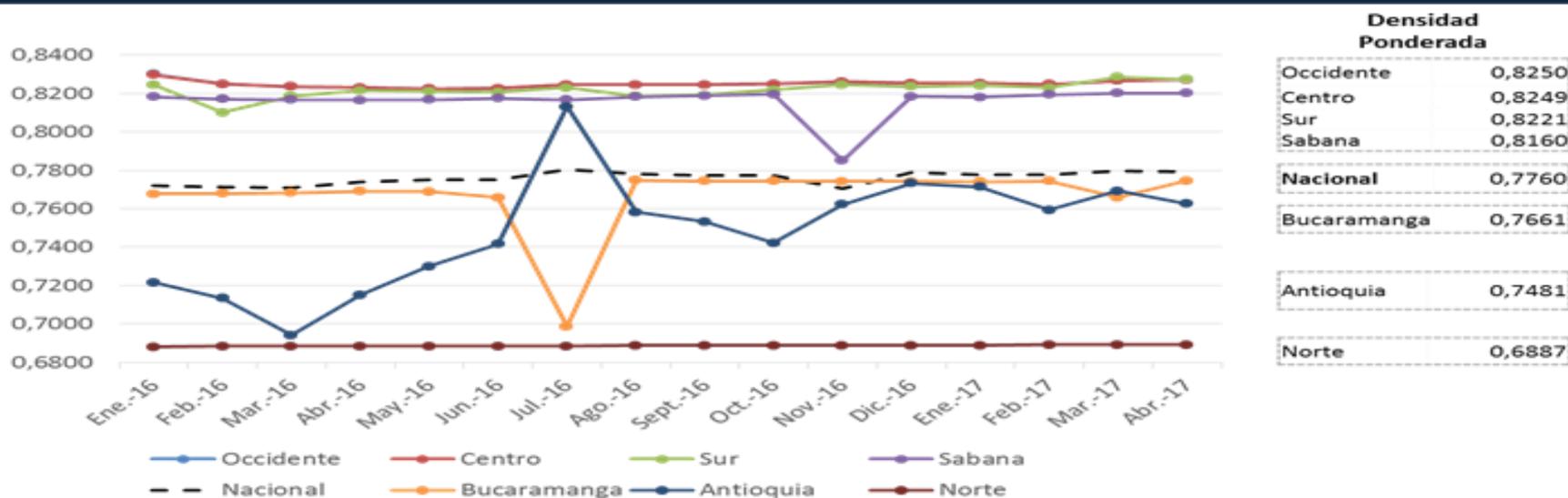
- ❑ Implantar el cambio de unidades como lo sugiere el MME en la resolución 4 0278 del 4 abril 2017, generaría un impacto oneroso en el mercado de GNCV, pues no sería fácil para el usuario final asimilar una medida de peso contra rendimiento (Kilómetros recorridos). De igual manera afectaría el proceso transaccional, dado que sería necesario cambiar el precio de venta al público de m³ a kg., distorsionando la visión del usuario final, que tendría la percepción de que el precio unitario se incrementaría, aunque se le esté suministrando la misma cantidad. A continuación un ejemplo de lo que sucedería:

	M3	KG
Precio 2017	1.524	1.964
Densidad Nacional	0,776	
Var PVP percepción	28,9%	
Elasticidad Mercado vs PVP	-1,00	
Mercado 2018 sin afectación mes	46.108.085	
Población afectada	10%	
Población afectada	4.610.809	
Nuevo mercado	3.279.794	28,9%
Afectación 3 meses	(6.012.956)	

Ilustración 1 Fuente Terpel

□ La densidad del gas varía en las diferentes zonas del país, debido a la diversidad de fuentes de suministro. Actualmente las densidades sufren más variaciones en Bucaramanga y Antioquia y es más estable en las zonas norte, centro y sur, no obstante en la medida que se incorporen nuevas fuentes de suministro al Sistema Nacional de Transporte (SNT) también se empezarán a presentar fluctuaciones en la densidad del gas, lo cual dificultará la realización de los cálculos para convertir m^3 a Kg y viceversa para poder realizar los controles exigidos por el reglamento técnico, los que estipula el SICOM GNCV para prevenir la ilegalidad de la venta de GNCV, y los que reglamenta la CREG.

Histórico de Densidades M3 a Kg (enero 2016 a abril 2017)



Por otra parte, en aquellas ciudades donde la densidad sea más baja, la percepción de aumentos de los precios unitarios será mayor.

Regional	PVP Prom. 2017 (\$/m3)	Densidad Ponderada	PVP Prom. 2017 (\$/Kg)	Incremento (%)
Antioquia	\$ 1.420	0,7481	\$ 1.898	34%
Bucaramanga	\$ 1.573	0,7661	\$ 2.054	31%
Centro	\$ 1.684	0,8249	\$ 2.042	21%
Norte	\$ 1.343	0,6887	\$ 1.950	45%
Occidente	\$ 1.689	0,825	\$ 2.048	21%
Sabana	\$ 1.492	0,816	\$ 1.829	23%
Sur	\$ 1.868	0,8221	\$ 2.272	22%
Nacional	\$ 1.524	0,7760	\$ 1.964	29%

CONCEPTO CNOGas

- ❑ En materia metrológica, como lo menciona la Superintendencia de Industria y Comercio, coincidimos que se debería aprovechar que los sistemas nativos de medición de los surtidores de las EDS tienen medición en masa que permiten que la cantidad de gas entregada al usuario final sea en Kg; sin embargo, para mantener un debido aseguramiento metrológico, trazabilidad y calidad de las mediciones para este modelo, se requiere la elaboración de un reglamento técnico y metrológico que garantice los requerimientos, prácticas, aprobaciones, validaciones, verificaciones y métodos de vigilancia que garanticen que los surtidores de las EDS mantengan un nivel alto de calidad en las transacciones que estos generan, previo a la implementación del cambio propuesto, para evitar alteraciones generadas por elementos propios de su uso o elementos externos (fraudes) alterando su medida real.

- También se debe tener en cuenta que la OIML R139-1 del 2014, recomienda el uso de Kg como unidad nativa, esta también indica que se deberían tener unos requisitos mínimos en los sistemas de medición (surtidores) que actualmente el mercado colombiano no los tiene en su totalidad, lo que requeriría inversiones que oscilarían por el orden de \$70 MM por surtidor (Información suministrada por Terpel).

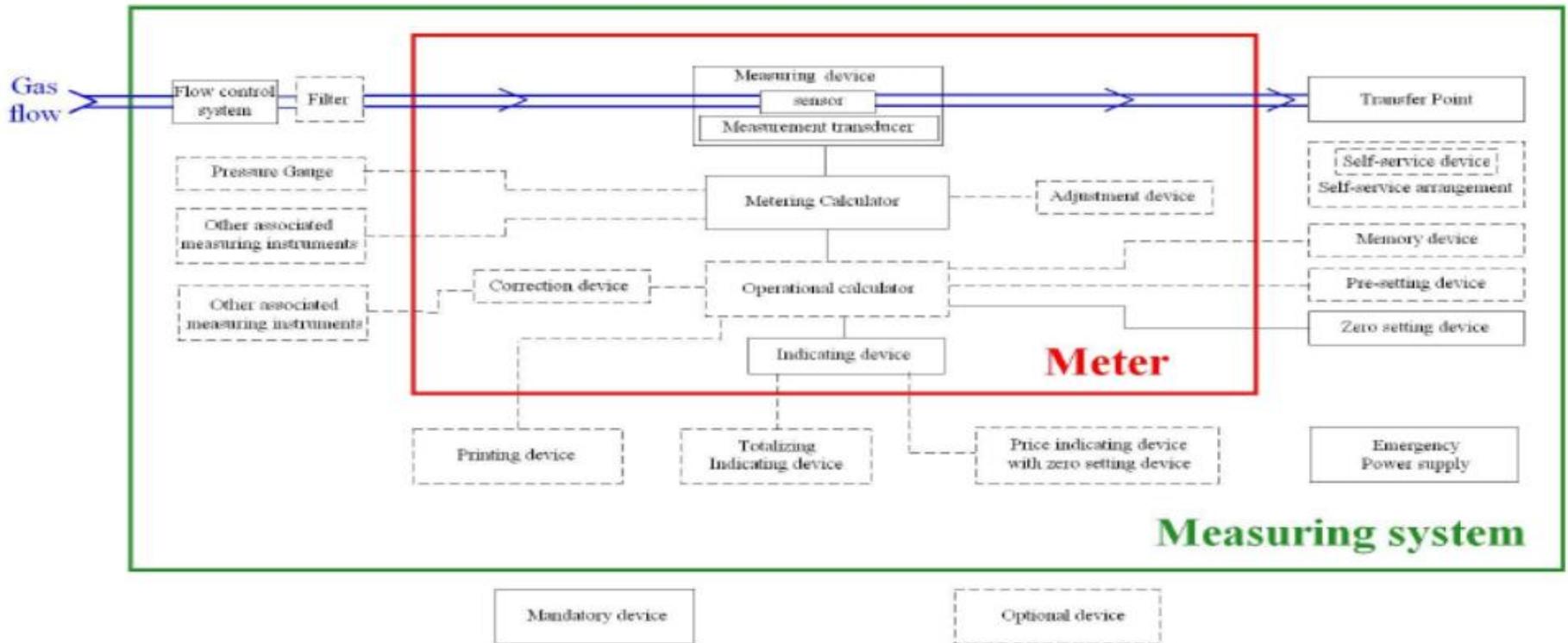


Figure 1 - Constituents of a typical compressed gaseous fuel measuring system for vehicles

CONCEPTO MM&E MEDICIÓN GNCV_Vers. 09-noviembre-2017

1. ANTECEDENTES.

En la actualidad, Colombia cuenta con más de 850 estaciones de servicio de gas natural vehicular. Bogotá cuenta con la infraestructura más desarrollada del país de suministro en gas natural vehicular con más de 165 estaciones de servicio de GNV.

La mayoría de las 850 estaciones (22,8%) se encuentran en la capital, Bogotá, seguida por las ciudades de Cali (11,4%) y Barranquilla (9,6%).

Colombia alcanzó en el año 2014 la cifra de 500.000 vehículos convertidos a GNCV, el 62% de estos vehículos son de servicio público (con un recorrido promedio de 250 km/día) y el 38% restante son particulares. Sin embargo en la actualidad solo están habilitados para tanquear 220.883 vehículos, según el registro de Eneable al corte de septiembre 2017.

En Bogotá se han convertido históricamente 162.217 vehículos a GNCV, de los cuales están habilitados para tanquear 76.748 al mes de septiembre/2017, según la base del Eneable.

A continuación se relacionan algunas cifras correspondientes al mercado de Bogotá:

Tipo Vehículo	Particular	% Particular	Público	% Público	Total	Total %
AUTOMOVIL	1.316	45%	2.431	50%	3.747	48%
CAMIONETA	986	34%	2.262	47%	3.248	42%
CAMPERO	555	19%	122	3%	674	9%
CAMION	39	1%	11	0%	50	1%
MICRO BUS	9	0%	16	0%	25	0%
OTROS	2	0%	0	0%	2	0%
Total general	2.907	100%	4.842	100%	7.749	100%
Total %	38%		62%			

Ilustración 1 fuente Naturgas – A 30 de junio de 2014

Los datos anteriores sirven de contexto para evidenciar la magnitud y afectación del cambio de unidad de medida, tanto para el usuario final, como para la cadena del gas natural, al pasar de m³ a Kg, dado que la cultura del m³ cuenta con más de 32 años de historia en el mercado de Colombia.

Basados en la información suministrada por Terpel, consideramos de suma importancia ponderar la situación por la que atraviesa la industria del GNV: “Del 2014 al 2017 las conversiones decrecieron un -71%, ocasionando un decrecimiento en el volumen del mercado del -25.9%, al compararlo contra el año

2014. Desde noviembre/2015 hasta la fecha han cerrado en el país 45 talleres, lo que representa el 22,6% de los talleres de conversión del país. Actualmente se realizan 1.200 conversiones por mes, mientras que en el año 2014 se hacían 3.600, lo que equivale a una disminución del -67% de los vehículos que ingresan a la categoría. Del año 2014 a la fecha se han cerrado más de 56 EDS en el territorio nacional y el presente año estimamos que el mercado se reduzca en cerca de 40 EDS”.

Implantar el cambio de unidades como lo sugiere el MME en la resolución 4 0278 del 4 abril 2017, generaría un impacto oneroso en el mercado de GNCV, pues no sería fácil para el usuario final asimilar una medida de peso contra rendimiento (Kilómetros recorridos). De igual manera afectaría el proceso transaccional, dado que sería necesario cambiar el precio de venta al público de m³ a kg., distorsionando la visión del usuario final, que tendría la percepción de que el precio unitario se incrementaría, aunque se le esté suministrando la misma cantidad. A continuación un ejemplo de lo que sucedería:

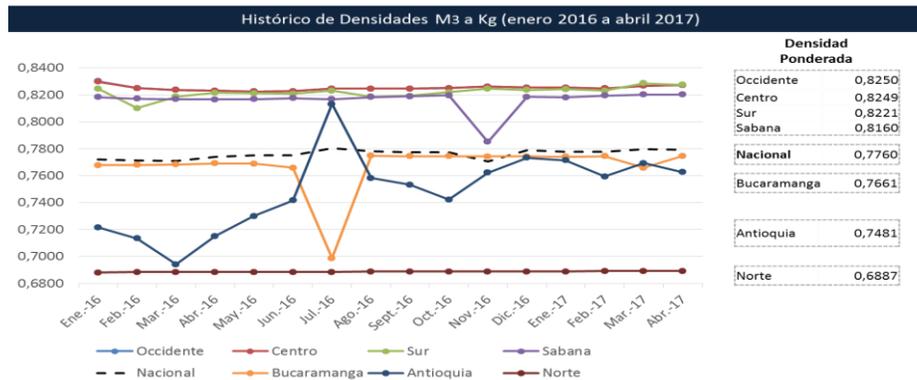
	M3	KG
Precio 2017	1.524	1.964
Densidad Nacional	0,776	
Var PVP percepción	28,9%	
Elasticidad Mercado vs PVP	-1,00	
Mercado 2018 sin afectación mes	46.108.085	
Población afectada	10%	
Población afectada	4.610.809	
Nuevo mercado	3.279.794	28,9%
Afectación 3 meses	(6.012.956)	

Ilustración 2 Fuente Terpel

De similar manera, pasar de m³ a kg., podría afectar de forma indirecta el régimen de transacciones en la cadena de gas natural entre los agentes que actualmente se rige en unidades inglesas MBTU y KPC (kilopies cúbicos), en el sector de producción y transporte y m³ en el sector de distribución y comercialización.

La densidad del gas varía en las diferentes zonas del país, debido a la diversidad de fuentes de suministro. Actualmente las densidades sufren más variaciones en Bucaramanga y Antioquia y es más estable en las zonas norte, centro y sur, no obstante en la medida que se incorporen nuevas fuentes de suministro al Sistema Nacional de Transporte (SNT) también se empezarán a presentar fluctuaciones

en la densidad del gas, lo cual dificultará la realización de los cálculos para convertir m^3 a Kg y viceversa para poder realizar los controles exigidos por el reglamento técnico, los que estipula el SICOM GNCV para prevenir la ilegalidad de la venta de GNCV, y los que reglamenta la CREG.



Fuente. Terpel

Por otra parte, en aquellas ciudades donde la densidad sea más baja, la percepción de aumentos de los precios unitarios será mayor.

Regional	PVP Prom. 2017 (\$/m ³)	Densidad Ponderada	PVP Prom. 2017 (\$/Kg)	Incremento (%)
Antioquia	\$ 1.420	0,7481	\$ 1.898	34%
Bucaramanga	\$ 1.573	0,7661	\$ 2.054	31%
Centro	\$ 1.684	0,8249	\$ 2.042	21%
Norte	\$ 1.343	0,6887	\$ 1.950	45%
Occidente	\$ 1.689	0,825	\$ 2.048	21%
Sabana	\$ 1.492	0,816	\$ 1.829	23%
Sur	\$ 1.868	0,8221	\$ 2.272	22%
Nacional	\$ 1.524	0,7760	\$ 1.964	29%

2. CONCEPTO DEL CNOGas.

En materia metrológica, como lo menciona la Superintendencia de Industria y Comercio, coincidimos que se debería aprovechar que los sistemas nativos de medición de los surtidores de las EDS tienen medición en masa que permiten que la cantidad de gas entregada al usuario final sea en Kg; sin embargo, para mantener un debido aseguramiento metrológico, trazabilidad y calidad de las mediciones para este modelo, se requiere la elaboración de un reglamento técnico y metrológico que garantice los requerimientos, prácticas, aprobaciones, validaciones, verificaciones y métodos de vigilancia que garanticen que los surtidores de las EDS mantengan un nivel alto de calidad en las transacciones que estos generan, previo a la implementación del cambio propuesto, para evitar alteraciones generadas por elementos propios de su uso o elementos externos (fraudes) alterando su medida real.

Como referencia operativa, en países del hemisferio como Argentina este tipo de reglamentos se implementaron teniendo como ejemplo la resolución del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas No 88/2012 Reglamento metrológico y técnico para los sistemas de medición de gas natural comprimido de uso vehicular. Entre otras acciones, los surtidores de las EDS tuvieron que implementar modificaciones que permitieran registrar cambios en la configuración del medidor másico y elementos auxiliares. También es de resaltar que se implementó una metodología de aseguramiento metrológico denominada “Aprobación primitiva de única unidad”, que implicó visitar una a una todas las estaciones para regularizar los surtidores de las EDS. Esto significa hacerle los ensayos suficientes para comprobar que es apto para realizar correctamente la medición del gas.

También se debe tener en cuenta que la OIML R139-1 del 2014, recomienda el uso de Kg como unidad nativa, esta también indica que se deberían tener unos requisitos mínimos en los sistemas de medición (surtidores) que actualmente el mercado colombiano no los tiene en su totalidad, lo que requeriría inversiones que oscilarían por el orden de \$70 MM por surtidor (Información suministrada por Terpel).

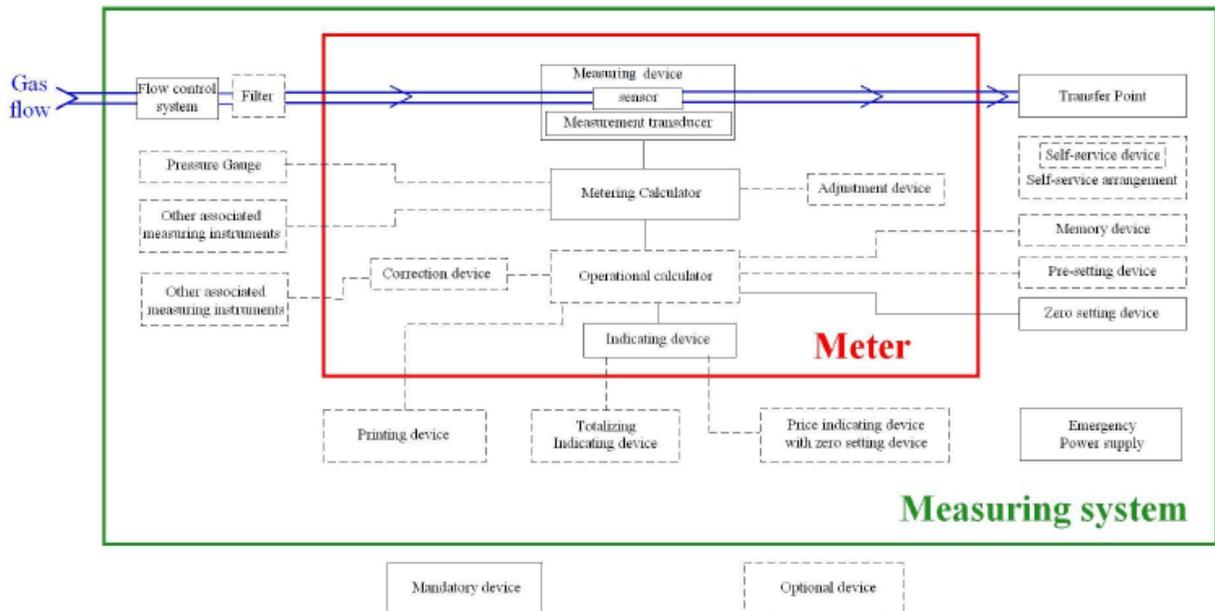


Figure 1 - Constituents of a typical compressed gaseous fuel measuring system for vehicles

Para la aplicación en Colombia de medición y comercialización del gas natural en masa (Kg) en las estaciones EDS, se recomienda que el tiempo de implementación definido en la Resolución MM&E 4 0278 del 4 abril 2017 debe ampliarse, considerando la experiencia operativa en otros países.

5.5. Desarrollo requisitos técnicos_ Artículos 9 y 10 Resolución CREG 155-2017-Open Season.

Comentarios generales. Mediante la Resolución CREG 155 de 2017 “Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones” la CREG estableció algunos lineamientos generales y asignó una tarea al CNOGas. A continuación los hitos generales sobre este tema:

- ❑ La Resolución CREG 155 de 2017 en sus artículos 9 y 10 asignó al CNOGas la responsabilidad de definir un listado de los requisitos técnicos que deben tener y dar cumplimiento los agentes auditores para los tipos de proyectos a desarrollar acorde con la presente resolución que se lleven a cabo como resultado de los *Open Season*.
- ❑ El Artículo 10. Requisitos técnicos del Auditor, de la Resolución CREG 155 de 2017, establece que: *“El CNOG en un plazo no mayor a 4 meses contados a partir de la publicación de la presente resolución definirá un listado de los requisitos técnicos que deben tener y dar cumplimiento los agentes auditores para los tipos de proyectos a desarrollar acorde con la presente resolución que se lleven a cabo como resultado de los Open Season.*
- ❑ En uno de los apartes del Artículo 10. Requisitos técnicos del Auditor, de la Resolución CREG 155 de 2017 se establece que: *“El plazo previsto en el presente artículo no será prorrogable e incluye que el CNOG realice la divulgación y presentación pública del listado de requisitos técnicos que deben cumplir los auditores”.*

-
- ❑ La Resolución CREG 155 de 2017 fue publicada en el Diario Oficial No 50408 del 5 de noviembre de 2017, lo que implica que el plazo para que el CNOGas liste los requisitos técnicos que deben cumplir las firmas auditoras vence el 5 de marzo de 2018.
 - ❑ Con el propósito de avanzar en este tema el Secretario técnico remitió el 27 de noviembre del año en curso a los miembros del Consejo un documento preliminar con los requisitos técnicos.

El CNOGas requiere definir (i) Un comité técnico que se encargue de desarrollar el documento con los requisitos solicitados por la CREG en la mencionada Resolución y (ii) un mecanismo para la divulgación y presentación pública del listado de requisitos técnicos que deben cumplir los auditores.

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Requisitos a cumplir por las firmas auditoras procesos asociados con la Resolución CREG 155 de 2017	A-001-2018 Noviembre 24 de 2017
---	--	------------------------------------

ACUERDO No. 001 de 2018

“Por medio del cual se establecen los requisitos técnicos que deben observar las firmas auditoras de los procesos asociados con lo establecido en la Resolución CREG 155 de 2017”

Comentario [F1]: Se ajustará una vez el documento se encuentre aprobado.

Contenido

- 1. OBJETIVOS2
- 2. REQUISITOS DE LAS FIRMAS AUDITORAS.....3
- 3. OTRAS RESPONSABILIDADES DE LAS FIRMAS AUDITORAS, INFORMES.....3
- 4. DOCUMENTACIÓN PARA ACREDITACIÓN DE EXPERIENCIA DE LAS FIRMAS AUDITORAS.....6

Fecha de aprobación:	xxx-xxx-2018	
No. reunión CNOGas	CNOGas No xxx	
Presidente:	xxx	
Asesor Jurídico:	Nora Palomo	
Secretario Técnico:	Fredi E. López	

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, de conformidad con lo establecido en la Ley 401 de 1997, en el Artículo 21 del Decreto 2100 de 2011 y en la Resolución CREG –155 de 2017, y

CONSIDERANDO:

- a) Que mediante la Resolución CREG 155 de 2017 “Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones” la CREG estableció los lineamientos generales, entre otros a cargo del CNOGas, de definir un listado de los requisitos técnicos que deben tener y dar cumplimiento los agentes auditores para los tipos de proyectos a desarrollar acorde con la presente resolución que se lleven a cabo como resultado de los *Open Season*.
- b) Que de conformidad con lo establecido en el Artículo 9. Auditoría, de la Resolución CREG 155 de 2017, “*Todos los proyectos que se ejecuten bajo procesos de Open Season acorde al alcance de la presente resolución deberán contar con una firma auditora, la cual deberá ser seleccionada a partir de los requisitos definidos por el CNOG en el artículo 10*”, la CREG asignó al CNOGas la tarea de elaborar los requisitos técnicos que deben tener y dar cumplimiento los agentes auditores para los tipos de proyecto a desarrollar que se lleven a cabo como resultado de los *Open Season*.
- c) Que de conformidad con lo establecido en el Artículo 10. Requisitos técnicos del Auditor, de la Resolución CREG 155 de 2017, “*El CNOG en un plazo no mayor a 4 meses contados a partir de la publicación de la presente resolución definirá un listado de los requisitos técnicos que deben tener y dar cumplimiento los agentes auditores para los tipos de proyectos a desarrollar acorde con la presente resolución que se lleven a cabo como resultado de los Open Season. Para ser seleccionado como auditor además de los requerimientos técnicos definidos al interior del CNOG, no podrá tener ningún tipo de vinculación económica con el promotor y en caso de que el promotor sea compuesto por varias firmas, tampoco podrá tener vinculación con ninguna de dichas firmas*”.
- d) Que en uno de los apartes del Artículo 10. Requisitos técnicos del Auditor, de la Resolución CREG 155 de 2017 se establece que: “*El plazo previsto en el presente artículo no será prorrogable e incluye que el CNOG realice la divulgación y presentación pública del listado de requisitos técnicos que deben cumplir los auditores*”.
- e) Que la Resolución CREG 155 de 2017 fue publicada en el Diario Oficial No 50408 del 5 de noviembre de 2017, lo que implica que el plazo para que el CNOGas liste los requisitos técnicos que deben cumplir las firmas auditoras vence el 5 de marzo de 2018. El plazo previsto en el artículo 10 de la Resolución CREG 155 de 2017 no será prorrogable e incluye que el CNOG realice la divulgación y presentación pública del listado de requisitos técnicos que deben cumplir los auditores.

ACUERDA:

1. OBJETIVOS

El presente Acuerdo define los requisitos técnicos que deberán cumplir las empresas interesadas en realizar los procesos de auditoría a los proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión que se ejecuten bajo mecanismos de *Open Season*, según lo previsto en la Resolución CREG

155 de 2017.

La definición de los requisitos se sustentará en (i) Consideraciones y experiencia aportada por las empresas miembros del CNOGas y (ii) Comentarios de terceros a los criterios definidos por el CNOGas, durante la fase de pública.

2. LAS FIRMAS AUDITORAS

Conforme a lo dispuesto en la Resolución CREG-155 de 2017, artículo 9. Auditoría, el auditor seleccionado para el proyecto deberá comunicar a los participantes del *Open Season*, informes sin ambigüedades con mínimo la siguiente información:

- a) Reporte de estado de avance del proyecto: El auditor deberá presentar un informe de acuerdo con los plazos establecidos en las bases del *Open Season*, donde se presente el resultado de verificación del cumplimiento del cronograma de construcción y puesta en operación del proyecto, de la curva S y de las características técnicas establecidos para el proyecto. El informe deberá explícitamente indicar el tiempo de atraso en números enteros según el cronograma y la curva S, atendiendo el cronograma de construcción y puesta en operación de la infraestructura de transporte derivada del *Open Season*.
En caso de incumplimiento de requisitos técnicos del proyecto el informe deberá indicar las desviaciones en los requisitos respecto de las normas y estándares aplicables según el proyecto. Los reportes de estado de avance incluyendo la curva S deberán informarse formalmente a los adjudicatarios de la capacidad del *Open Season*. En todo caso al Auditor deberá aclarar las inquietudes de avance del proyecto que les soliciten los agentes antes mencionados.
- b) Un informe final en donde certifique que el proyecto se ajusta a los requerimientos establecidos en el artículo 19, así como que el proyecto se encuentra listo para su entrada en operación.
- c) Cuando se configure un incumplimiento insalvable de acuerdo con lo establecido entre los participantes del *Open Season* y el promotor, deberá presentar un informe de manera inmediata en donde se ponga en conocimiento tal situación. Este informe deberá acompañarse de un inventario de las obras ejecutadas e indicar el avance porcentual de cada una.
- d) Los demás informes que sobre temas específicos acuerden los adjudicatarios de la capacidad de transporte del *Open Season*.

Parágrafo. El promotor deberá entregar al auditor toda la información que este requiera para el cumplimiento de sus obligaciones, incluyendo aquellos eventos en que el promotor sea distinto al agente proveedor de construcción.

3. REQUISITOS TÉCNICOS GENERALES DE LAS FIRMAS AUDITORAS

Las firmas auditoras interesadas en participar en los procesos de auditoría establecidos en la Resolución CREG – 155 de 2017, deberán cumplir con los siguientes requisitos técnicos:

- a) Experiencia específica en diseño y construcción de infraestructuras de transporte de gas natural o Experiencia específica en interventorías a infraestructuras de transporte de gas natural.
- b) Experiencia específica en diseño y construcción de instalaciones de estaciones compresoras reciprocantes o centrífugas (Incluye la construcción de las obras civiles, mecánicas, eléctricas, instrumentación, etc. requeridas para su instalación) o Interventoría a la instalaciones de estaciones compresoras reciprocantes o centrífugas (Incluye la construcción de las obras civiles, mecánicas, eléctricas, instrumentación, etc. requeridas para su instalación).

- c) Experiencia comprobada y certificación del personal auditor en PMP.
- d) Experiencia específica comprobada relacionada con cálculo de Capacidad Máxima de Mediano Plazo, debidamente acreditada con las certificaciones correspondientes cuya vigencia no debe ser superior a tres (3) meses en relación con la fecha de presentación.
- e) Experiencia comprobada del personal auditor en cálculo de Capacidad Máxima de Mediano Plazo.
- f) Experiencia comprobada del personal auditor en procesos de Precomisionamiento y Comisionamiento de infraestructuras para transporte de gas natural...**Para que esta experiencia si no participan en estos procesos?**
- g) Experiencia comprobada del personal auditor en temas ambientales (incluye obras de geotecnia).

Nota: No se incluye experiencia para temas asociados con comunidades por cuanto considero este tema NO es del resorte del auditor

5.6. Firmas auditoras calidad del gas_ Resolución CREG 152 de 2017.

Comentarios generales. Mediante la Resolución CREG 152 de 2017 “Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural”, la CREG estableció algunos lineamientos generales y asignó una tarea al CNOGas. A continuación los hitos generales sobre este tema:

- ❑ La Resolución CREG 152 de 2017 en su artículo 6. Obligaciones del adjudicatario, literal c) establece que: *“...(...)...El agente responsable de entregar el gas a la planta podrá verificar el cumplimiento de las especificaciones de calidad objetadas por el adjudicatario cuando esté inconforme con las objeciones. Esta verificación deberá hacerse mediante una auditoría que realice una firma o persona natural seleccionada de una lista elaborada por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural en adelante CON-Gas...(...)...”*
- ❑ El Parágrafo 4 del artículo 6 de la Resolución CREG 152-2017, establece que: *“El CNO-Gas de manera oportuna deberá elaborar y mantener actualizada una lista de firmas y/o personas con reconocida experiencia en medición de especificaciones de calidad de gas natural licuado y gas natural a ser inyectado en plantas de regasificación y en sistemas de transporte por tubería. De esta lista el agente responsable de entregar el gas en la planta selecciona la firma o persona que verifica las especificaciones de calidad objetadas por el adjudicatario”*.

- ❑ El Parágrafo 5 del artículo 6 de la Resolución CREG 152-2017, establece que: *“En caso de ser necesario, el CNO-Gas elaborará un protocolo que deberán seguir las firmas o personas que verificarán las especificaciones de calidad del gas natural licuado que objete el adjudicatario”*

ANTECEDENTES.

- ❑ El 13 de octubre de 2019 la CREG publicó la Resolución CREG 131-2009 “Por la cual se modifica el numeral 6.3.2 del RUT, se establecen las reglas a seguir cuando se presenten diferencias en la verificación de la calidad del gas entre el transportador y el agente que entrega el gas al SNT”.
- ❑ El Artículo 1. Modificación del numeral 6.3.2 del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), modificado mediante la Resolución CREG 054 de 2007, establece que: *“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 – CNO-Gas, 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 Artículo 2. Elaboración de la Lista de Auditores por parte del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural –CNO-Gas, establece que: *“El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural -CNO-Gas, elaborará, dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la vigencia de esta Resolución, una lista de firmas y/o personas naturales con reconocida experiencia en medición de especificaciones de calidad de gas natural para ser inyectado en sistemas de transporte por tubería, de la cual cada Agente seleccionará la firma que verificará las especificaciones de calidad objetadas por el Transportador. El Consejo establecerá el mecanismo para modificar o actualizar la lista de firmas o personas naturales. Si el Consejo no establece la lista dentro del tiempo especificado, la Comisión fijará el listado”.*

- ❑ El CNOGas remitió a la CREG la comunicación CNOGas-09-2009 del 20 de octubre de 2009 mediante la cual (i) adjunta la lista de firmas auditoras solicitadas por la CREG en la Resolución CREG 131-2009, (ii) propone mecanismos para la selección de la firma auditora, (iii) Propone vigencia del listado de firmas auditoras y revisiones anuales y (iv) plantea elementos para la adopción de un procedimiento-protocolo para la realización de la verificación de la calidad del gas.

El Consejo definirá un Comité técnico para el desarrollo del requerimiento de la CREG en la resolución CREG 152-2017.



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 131 DE 2009

(06 OCT. 2009)

Por la cual se modifica el numeral 6.3.2 del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, modificado mediante la Resolución CREG 054 de 2007.

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, en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994 y,

CONSIDERANDO QUE:

Según el artículo 3° de la Ley 401 de 1997, es función de la CREG establecer las reglas y condiciones operativas que debe cumplir toda la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte a través del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural.

Mediante la Resolución CREG 071 de 1999 la Comisión adoptó el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, el cual en sus numerales 6.3 y 6.3.1, modificados mediante la Resolución CREG 054 de 2007, establece las especificaciones de calidad del gas natural entregado al transportador por el Agente, en el punto de entrada del sistema de transporte.

El numeral 6.3.2 del RUT, modificado mediante la Resolución CREG 054 de 2007, prevé la verificación de las especificaciones de calidad por parte del transportador.

En el numeral 6.3.2 del RUT, modificado mediante la Resolución CREG 054 de 2007, se asigna al transportador la responsabilidad de verificar la calidad del gas que recibe y al productor-comercializador la responsabilidad de instalar los equipos requeridos para verificar la calidad del gas inyectado al sistema de transporte.

El RUT no establece mecanismos para dirimir las diferencias que puedan surgir entre el transportador y el productor al momento de verificar las especificaciones de calidad del gas.

Por la cual se modifica el numeral 6.3.2 del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, modificado mediante la Resolución CREG 054 de 2007.

La Comisión puede tomar la iniciativa de reformar el RUT cuando se estime que, entre otros aspectos, es necesario para tener mayor concurrencia entre oferentes y demandantes.

Es necesario adoptar reglas para la verificación de las especificaciones de calidad del gas natural entregado por el Agente en el Punto de Entrada del Sistema de Transporte cuando el gas no es recibido por el transportador que objeta el cumplimiento de tales especificaciones.

De conformidad con lo establecido en el numeral 3 del artículo 2 de la Resolución CREG 097 de 2004, en la expedición de esta Resolución no se da aplicación al artículo 9 del Decreto 2696 de 2004 por razones de oportunidad, considerando que se vienen presentando conflictos en la verificación del cumplimiento de las especificaciones de calidad del gas natural, que pueden afectar el transporte y suministro de dicho gas en el país.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No.421 del día 06 de octubre de 2009, acordó expedir la presente Resolución.

R E S U E L V E:

Artículo 1. Modificación del numeral 6.3.2 del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), modificado mediante la Resolución CREG 054 de 2007. El numeral 6.3.2 del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), modificado mediante la Resolución CREG 054 de 2007, quedará así:

“6.3.2 Verificación de la Calidad

Es responsabilidad del Transportador verificar la calidad del gas que recibió. Una vez que el Transportador recibe el gas en el Sistema de Transporte, está aceptando que este cumple con las especificaciones de calidad. Para la verificación de la calidad del gas el Productor-comercializador deberá instalar en los Puntos de Entrada, analizadores en línea que permitan determinar, como mínimo:

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

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

Por la cual se modifica el numeral 6.3.2 del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, modificado mediante la Resolución CREG 054 de 2007.

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 – CNO-Gas, 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 trasladará al Transportador el costo de la auditoría, sin perjuicio de la responsabilidad que le pueda deducir al Transportador por haber rechazado el gas”.

Artículo 2. Elaboración de la Lista de Auditores por parte del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural –CNO-Gas. El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural -CNO-Gas, elaborará, dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la vigencia de esta Resolución, una lista de firmas y/o personas naturales con reconocida experiencia en medición de especificaciones de calidad de gas natural para ser inyectado en sistemas de transporte por tubería, de la cual cada Agente seleccionará la firma que verificará las especificaciones de calidad objetadas por el Transportador. El Consejo establecerá el mecanismo para modificar o actualizar la lista de firmas o personas naturales. Si el Consejo no establece la lista dentro del tiempo especificado, la Comisión fijará el listado.

Por la cual se modifica el numeral 6.3.2 del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, modificado mediante la Resolución CREG 054 de 2007.

Artículo 3. Vigencia. La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C. 06 OCT. 2009



HERNÁN MARTÍNEZ TORRES
Ministro de Minas y Energía
Presidente



HERNÁN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo



Bogotá D.C., octubre 20 de 2009

CNOGas-09-2009

Ingeniero
HERNAN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas
Ciudad



REF: Resolución CREG-131 de 2009.

Estimado doctor Molina:

Atendiendo a lo dispuesto en el Artículo 2 de la Resolución en referencia y agradeciendo las precisiones presentadas por Ud. en la reunión pasada del CNOGas, a continuación nos permitimos adjuntar la lista de auditores solicitada, así como una recomendación a la Comisión para adelantar los procedimientos de auditoría correspondientes.

1. Lista de auditores

De acuerdo con la experiencia de los miembros del Consejo, las siguientes firmas internacionales, se consideran idóneas, independientes y confiables para la verificación de calidad de que trata la Resolución CREG-131 de 2009.

- SGS OIL GAS & CHEMICALS, http://www.sgs.com/oil_gas_and_chemicals?lobId=5553
- BUREAU VERITAS, http://www.bureauveritas.com/wps/wcm/connect/bv_com/Group/Home/Your-Industry/Oil-and-Gas/
- OIL TEST INTERNATIONAL, <http://www.otilatam.com>
- INTERTEK TESTING, <http://www.intertek-cb.com/>
- INSPECTORATE, <http://www.inspectorate.com/>
- GAS TECHNOLOGY INSTITUTE, <http://www.gastechnology.org>
- CANADIAN PETROLEUM INSTITUTE, <http://www.cppl.ca>
- SAYBOLT, <http://www.saybolt.com/>
- EFFECTECH, <http://www.effectech.co.uk/services.php>

Adicional al anterior, el Consejo también recomienda aquellos organismos de inspección que cumplan con la acreditación de la norma ISO-17020 y aquellos expertos que recomiende la American Gas Association -AGA-.

Para la selección del auditor se considera conveniente que el proceso se efectúe de común acuerdo entre el Productor y el Transportador, y de no existir acuerdo entre las partes en un plazo de tres días hábiles, el auditor lo seleccionará el CNO Gas en forma aleatoria entre la lista de auditores aprobados por la CREG. Proponemos a la CREG que la lista inicial de auditores tenga una vigencia de seis meses y que el Consejo Nacional de Operación de Gas natural efectúe revisiones anuales posteriores.

2. Protocolo para la realización de la verificación de calidad

Con el objeto de contribuir a la eficacia y transparencia del proceso de verificación, sugerimos a la CREG los siguientes elementos para la adopción de un procedimiento general de verificación:

- Que el alcance del concepto del auditor se focalice a verificar la capacidad del sistema de medición de calidad de gas para obtener y registrar datos confiables de la medición del parámetro en controversia, considerando el momento en que ésta haya ocurrido. Dicha verificación deberá tener en cuenta entre otros aspectos, la instalación, el desempeño y la calibración del sistema de medición, así como su conformidad con la regulación vigente y los acuerdos entre las partes.
- Que los equipos y procedimientos de medición que se utilicen cuando se solicite o se objete la inyección de gas natural al Sistema de Transporte cumplan con lo dispuesto en el RUT, o con normas internacionales, especialmente en lo que se refiere a los analizadores en línea para la medición de composición físico química del gas.
- Que en caso de no existir la totalidad de los equipos exigidos por el RUT, no hay fundamentos objetivos para la controversia y por lo tanto no aplicará lo dispuesto en la Resolución CREG-131 de 2009. En tal situación el transportador podrá rechazar el gas natural a ser inyectado.
- Que el proceso de selección del auditor por común acuerdo se iniciará con aquellas firmas que no tengan contratos con alguna de las partes en el último año, de no ser esto posible el perito se seleccionará aleatoriamente del listado propuesto. Adicionalmente, el personal que intervenga a nombre de la firma auditora no debe haber tenido ninguna vinculación laboral o comercial con alguna de las partes en el último año.

- Que cuando exista controversia y se requiera utilizar los servicios de un auditor, las partes depositarán en la Fiducia de administración y pagos del Consejo Nacional de Operación de Gas el costo total que demande el concepto del auditor. El Secretario Técnico se encargará de gestionar la contratación y el seguimiento del contrato. Una vez el auditor emita a satisfacción el concepto correspondiente, el Secretario Técnico del CNO Gas realizará los reembolsos correspondientes a la parte favorecida.

Con respecto al contenido de la Resolución CREG-131 de 2009, nos permitimos solicitarle a la Comisión nos aclare si en aquellas situaciones en las cuales no se cuente con los equipos requeridos por el RUT para la medición de calidad de gas, la Resolución CREG-131 de 2009 no aplica al no existir fundamento objetivo para la controversia y por lo tanto el transportador puede rechazar el gas de conformidad con lo dispuesto en el RUT.

Así mismo, compartiendo el propósito de la Comisión en el sentido de establecer el procedimiento para atender controversias en calidad de gas y con el objeto de precisar las disposiciones contenidas en el Artículo 1 de la Resolución mencionada, sugerimos las aclaraciones que se señalan a continuación (Subrayados en rojo):

"....."

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.

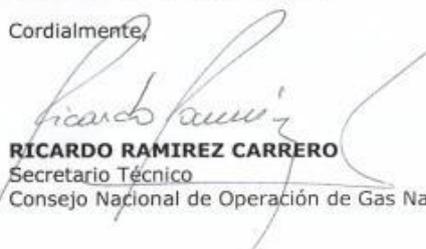
El Agente inconforme con las objeciones hechas por el Transportador en la forma aquí prevista, podrá recurrir a una auditoría que deberá ser realizada por una firma o persona natural seleccionada de la lista elaborada por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural - CNO-Gas, el cumplimiento de las especificaciones de calidad objetadas. La auditoría deberá ser realizada conforme a los procedimientos que establezca el CNO Gas y los resultados de la misma 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 que fue entregado en la fecha y hora en que se presentó el evento que generó la controversia, no cumplía 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. No obstante lo anterior, si a la fecha de realización de la auditoría el gas cumple con las especificaciones RUT el mismo debe ser admitido por el transportador.

Si el informe de la auditoría concluye que el gas que fue entregado en la fecha y hora en que se presentó el evento que generó la controversia, efectivamente cumpla con 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".

Confiamos que estas recomendaciones contribuyan a los objetivos planteados en la resolución arriba señalada.

Cordialmente,



RICARDO RAMIREZ CARRERO
Secretario Técnico
Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

c.c. - Miembros del Consejo Nacional de Operación de Gas



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 152 DE 2017

(23 OCT. 2017)

Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de las atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994 y los decretos 1523 y 2253 de 1994 y 1260 de 2013, y

CONSIDERANDO QUE:

Uno de los fines de la intervención en los servicios públicos es la prestación continua e ininterrumpida de éstos.

Conforme al Artículo 11 de la Ley 142 de 1994, es obligación de quienes prestan servicios públicos, asegurar que los mismos se prestan de forma continua y eficiente.

De acuerdo con el numeral 14.28 del artículo 14 de la Ley 142 de 1994, el servicio público domiciliario de gas combustible es el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición. También se aplicará esta ley a las actividades complementarias de comercialización desde la producción y transporte de gas por un gasoducto principal, o por otros medios, desde el sitio de generación hasta aquel en donde se conecte a una red secundaria.

El artículo 11 de la Ley 401 de 1997, estableció que todas aquellas actividades distintas a la exploración, explotación y procesamiento de gas combustible que se transporte por red física a todos los usuarios del territorio nacional se regirán por las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994. Asimismo, el parágrafo 2 del mencionado artículo estableció que las competencias previstas en la Ley

Cmf
Alta

Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

142 de 1994 en lo relacionado con el servicio público domiciliario, comercial e industrial de gas combustible, sólo se predicarán en los casos en que el gas se utilice efectivamente como combustible y no como materia prima de procesos industriales petroquímicos.

Es derecho de todas las empresas de servicios públicos, construir, operar y modificar sus redes e instalaciones para prestar los servicios públicos, para lo cual cumplirán con los mismos requisitos exigidos por la ley a todos los prestadores, como lo garantiza el Artículo 28 de la Ley 142 de 1994.

De acuerdo con lo previsto en la Ley 142 de 1994 y en especial ateniéndose a lo dispuesto en los artículos 15 y 16, las personas jurídicas que produzcan para ellas mismas, o como consecuencia o complemento de su actividad principal, los bienes y servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos, pueden prestar las actividades que integran el servicio público y deberán celebrar todos los actos o contratos tendientes al suministro de los bienes o servicios cuya prestación sea parte del objeto de las empresas de servicios públicos, a otras personas en forma masiva, a cambio de cualquier clase de remuneración, y por lo tanto están obligadas a constituirse como tal cuando la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en adelante CREG, así lo exija.

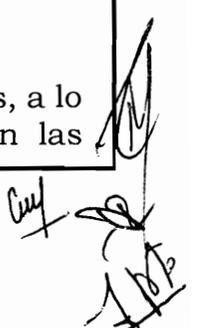
La Ley 142 de 1994 obliga a todos los prestadores del servicio a facilitar el acceso e interconexión de otras empresas o entidades que prestan servicios públicos, o que sean grandes usuarios de ellos, a los bienes empleados para la organización y prestación de los servicios; los faculta para celebrar contratos que regulan el acceso compartido o de interconexión de bienes indispensables para la prestación de servicios públicos; y en su defecto, los somete a la servidumbre que puede imponer la CREG para tales efectos.

Según el numeral 74.1 del Artículo 74 de la Ley 142 de 1994, corresponde a la CREG, regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente. Así mismo dispone que, en este ejercicio la CREG podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.

La CREG tiene, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 73 de la Ley 142 de 1994, la función de regular los monopolios en la prestación del servicio público domiciliario de gas, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad.

La CREG debe adoptar las fórmulas tarifarias para cobrar por el transporte e interconexión a las redes, con sujeción a los criterios que según dicha ley deben orientar el régimen tarifario. En estas fórmulas se pueden establecer topes máximos y mínimos de tarifas, conforme a los numerales 73.11 y 73.22 del Artículo 73 y el Artículo 88, todos de la Ley 142 de 1994.

Las fórmulas tarifarias que defina la CREG deben garantizar a los usuarios, a lo largo del tiempo, los beneficios de la reducción promedio de costos en las



Handwritten signature and date: 1/10/17

Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

empresas que prestan el servicio, según exigencia del Artículo 92 de la Ley 142 de 1994.

Toda tarifa debe tener un carácter integral, en el sentido de que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras, tal y como lo exige el numeral 87.8, del artículo 87 de la Ley 142 de 1994.

Mediante la Resolución CREG 071 de 1999, y aquellas que la han modificado o sustituido, la CREG estableció el reglamento único de transporte de gas natural, RUT.

Mediante la Resolución CREG 114 de 2017 y aquellas que la modifiquen o sustituyan, la CREG expidió disposiciones relacionadas con los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural. La resolución mencionada contiene el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro y del transporte del gas natural utilizado efectivamente como combustible que se realicen en el mercado primario y en el mercado secundario.

El 26 de mayo de 2015, se profirió el Decreto 1073 de 2015, *Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.*

El artículo 22 del Decreto 2100 de 2011, compilado por el Artículo 2.2.2.2.33 del Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, establece que la naturaleza de las exportaciones e importaciones de gas, para usos distintos al servicio público domiciliario no constituyen actividades complementarias al servicio público domiciliario de gas combustible. En el caso de la comercialización del gas importado con destino al servicio público domiciliario, este deberá someterse a las disposiciones expedidas por la CREG para la actividad de comercialización del gas.

El Artículo 2 del Decreto 2100 de 2011, compilado por el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, define la infraestructura de regasificación como el “conjunto de instalaciones que permiten transformar el gas natural de estado líquido a estado gaseoso que incluyen, entre otras instalaciones complementarias, las requeridas para descargar, transportar, almacenar, procesar y tratar el gas natural importado”, así mismo define como agente a los propietarios y/u operadores de la infraestructura de regasificación.

Por su parte, el Artículo 29 del Decreto 2100 de 2011, compilado por el artículo 2.2.2.2.40 del Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, establece las condiciones para el acceso a la capacidad de infraestructura de regasificación para la capacidad no utilizada y/o comprometida a los agentes que la requieran, siempre y cuando, se cuente con capacidad disponible y no se interfiera o se ponga en riesgo el cumplimiento de los contratos vigentes.



Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

A través del Decreto 2345 de 2015 se adicionó el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural, estableciendo ordenamientos para la identificación, ejecución y remuneración de los proyectos requeridos con este fin.

Para ello, en el Artículo 1 del Decreto 2345 de 2015, el cual a su vez modifica el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, define la confiabilidad como “la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural de prestar el servicio sin interrupciones de corta duración ante fallas en la infraestructura” y adicionalmente define la seguridad de abastecimiento como “la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, bajo condiciones normales de operación, para atender la demanda en el mediano y largo plazo”.

El Artículo 4 del Decreto 2345 de 2015, que a su vez adiciona el Artículo 2.2.2.2.28 del Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, establece que “Con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, el Ministerio de Minas y Energía adoptará un Plan de Abastecimiento de Gas Natural para un período de diez (10) años...”.

El Artículo 5 del Decreto 2345 de 2015, que a su vez modifica el Artículo 2.2.2.2.29 del Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, delega en la CREG la expedición de la regulación aplicable a los proyectos incluidos en el plan de abastecimiento de gas natural, la definición de los mecanismos necesarios para el desarrollo de los proyectos por los transportadores o por mecanismos abiertos y competitivos, la metodología de remuneración y las obligaciones de los agentes en la ejecución de proyectos.

Continúa el mencionado artículo y para la definición de las metodologías de remuneración de los proyectos de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento estableció que la CREG tendría en cuenta los costos de racionamiento, la consideración de cargos fijos y cargos variables y otras variables técnicas que determine en el ejercicio de sus funciones. Asimismo, estableció que todos los usuarios, incluyendo los de la demanda esencial, deberán ser sujetos de cobro para remunerar los proyectos de confiabilidad y seguridad de abastecimiento de los que son beneficiarios.

Finalmente, y en relación con el artículo en mención, el párrafo del mismo establece que “La UPME será responsable de la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos a los que se refiere este artículo”.

Mediante la expedición de la Resolución 40052 de 2016 por parte del Ministerio de Minas y Energía se desarrolló el Artículo 4 del Decreto 2345 de 2015, el cual a su vez modificó el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015.

Cuy
10/10

Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

En el Artículo 1 de la Resolución 40052 de 2016 se establecen los elementos que debe contener el estudio técnico que elaborará la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para consideración del Ministerio de Minas y Energía en la adopción del plan de abastecimiento de gas natural. Entre otros elementos, la UPME debe considerar en el estudio técnico: i) la descripción de los proyectos recomendados a ser incluidos en el plan de abastecimiento de gas natural, ii) la identificación de los beneficiarios de cada proyecto, iii) el análisis de costo-beneficio que soportan las recomendaciones mencionadas, y iv) indicadores y metas cuantitativas de abastecimiento y confiabilidad del servicio. Asimismo, dispone que "...en el estudio técnico se deberán considerar proyectos asociados a infraestructura para importación, almacenamiento, aumento de la capacidad de transporte, extensión de los sistemas de transporte, redundancias en gasoductos, redundancias en sistemas de compresión, conexiones entre sistemas de transporte, entre otros...".

En cumplimiento de lo previsto en el Decreto 2345 de 2015, que adiciona el Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, el Ministerio de Minas y Energía, mediante la Resolución 4 0006 de 2017, adoptó el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

En artículo 1 de la resolución en mención se incluyen los proyectos y las fechas en las que cada proyecto debe entrar en operación:

Número	Proyecto	Año y mes de entrada en operación
1	Construcción planta de regasificación del Pacífico	Enero 2021
2	Construcción del gasoducto Buenaventura - Yumbo	Enero 2021
3	Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita	Enero 2021
4	Construcción Loop 10" Mariquita - Gualanday	Enero 2020
5	Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena	Enero 2020
6	Bidireccionalidad Barranquilla - Ballena	Enero 2020
7	Compresores El Cerrito - Popayán	Enero 2020

Asimismo, el Artículo 2 de la misma resolución establece que la UPME será la entidad responsable de aplicar los mecanismos abiertos y competitivos para la ejecución de los proyectos identificados en el artículo 1, conforme a las reglas que para tal efecto defina la CREG.

Mediante la Resolución CREG 107 de 2017 la Comisión estableció los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

En el Parágrafo 3 del Artículo 5 de la Resolución CREG 107 de 2017 se establece que "En Resolución aparte la CREG podrá adoptar regulación complementaria para ejecutar proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural, o del plan transitorio de abastecimiento de gas natural, que por sus características requieran desarrollo regulatorio adicional al establecido en la presente Resolución".

Cul


Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

La Comisión ha identificado la necesidad de adoptar regulación complementaria a la establecida en la Resolución CREG 107 de 2017 para el desarrollo de los proyectos del plan transitorio de abastecimiento de gas natural relacionados con importación de gas del Pacífico.

Mediante la Resolución CREG 026 de 2017 la Comisión ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se establece un procedimiento especial y complementario que se debe seguir para la ejecución de proyectos del plan de abastecimiento de gas natural mediante procesos de selección para el desarrollo de una Infraestructura de Regasificación como proyecto identificado en el plan de abastecimiento de gas natural 2017".

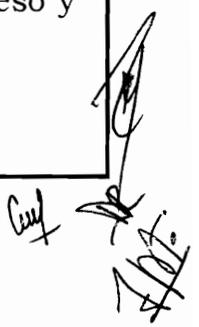
En la Resolución CREG 026 de 2017 la Comisión propuso disposiciones relacionadas con i) requisitos para la participación de los agentes interesados en la ejecución de la planta de regasificación; ii) la remuneración al adjudicatario del proceso de selección que se realice para ejecutar la planta regasificación; y iii) los procedimientos bajo los cuales se establecerá el acceso y uso de la infraestructura de regasificación por parte de la demanda nacional.

Para adelantar los mecanismos abiertos y competitivos tendientes a ejecutar la infraestructura de regasificación del Pacífico la UPME requiere que las reglas a seguir para desarrollar estos mecanismos estén definidas, que de acuerdo con el Decreto 2345 de 2015, le corresponde a la Comisión definir esas reglas.

La regulación definitiva relacionada con (i) los requisitos para la participación de los agentes interesados en la ejecución de la infraestructura de regasificación, (ii) las obligaciones del adjudicatario, y (iii) la remuneración económica al adjudicatario del proceso de selección, es condición necesaria para adelantar los mecanismos abiertos y competitivos tendientes a dar inicio a la ejecución del proyecto de la infraestructura de regasificación del Pacífico.

La regulación relacionada con el acceso y uso de la infraestructura de regasificación del Pacífico no es requisito para adelantar los mecanismos abiertos y competitivos tendientes a ejecutar la planta de regasificación del Pacífico y el gasoducto Buenaventura - Yumbo.

Con el fin de que la UPME disponga de las reglas completas y pueda llevar a cabo prontamente los mecanismos abiertos y competitivos tendientes a ejecutar la planta de regasificación del Pacífico y el gasoducto Buenaventura - Yumbo y tenerlos disponibles para enero de 2021, se considera pertinente dar premura a la adopción de la regulación definitiva relacionada con (i) requisitos para la participación de los agentes interesados en la ejecución de la planta de regasificación, (ii) obligaciones del adjudicatario, y (iii) la remuneración al adjudicatario del proceso de selección que se realice para ejecutar la planta regasificación del Pacífico y el gasoducto Buenaventura - Yumbo. Posteriormente en resolución aparte debe adoptarse la regulación relacionada con el acceso y uso de la infraestructura de regasificación del Pacífico.



Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

En cumplimiento de lo establecido en la Ley 1340 de 2009 y el Decreto 2897 de 2010, este último compilado por el Decreto 1074 de 2015, mediante la comunicación S-2017-004487 del 29 de septiembre de 2017 la Comisión informó a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, sobre el proyecto propuesto mediante la Resolución CREG 026 de 2017 y sobre la resolución propuesta posteriormente con base en los análisis y comentarios recibidos.

En la comunicación con radicado CREG E-2017-009720 del 23 de octubre de 2017 la SIC emitió su concepto sobre la propuesta regulatoria puesta a su consideración.

En su concepto la SIC recomendó a la Comisión:

“Incluir, respecto del literal c) del artículo 6 y también del literal d) del mismo artículo, una disposición que, en lugar de permitir al adjudicatario evaluar la conformidad del gas natural antes de regasificarlo, establezca la necesidad de la intervención de terceros debidamente acreditados que de manera ágil garanticen la imparcialidad en la certificación o verificación de la calidad y seguridad del gas natural importado”.

De esta recomendación la CREG encuentra prudente modificar el texto de la resolución que se le envió a la SIC de tal forma que sea un tercero el que dirima las posibles diferencias que se presenten en la verificación de la calidad del gas entre el adjudicatario de la planta de regasificación y los agentes que entreguen o tomen gas la planta.

El gas natural que se entrega al SNT debe cumplir con las especificaciones de calidad establecidas en el RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

En la Resolución CREG 131 de 2009, por la cual se modifica el numeral 6.3.2 del RUT, se establecen las reglas a seguir cuando se presentan diferencias en la verificación de la calidad del gas entre el transportador y el agente que entrega el gas al SNT.

Según lo previsto en el artículo 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo y en el Decreto 1078 de 2015, la regulación que mediante la presente resolución se adopta ha surtido el proceso de publicidad previo correspondiente.

En el Documento CREG 085 de 2017, el cual soporta la presente resolución, se presenta el análisis a los comentarios recibidos sobre la propuesta regulatoria sometida a consulta mediante la Resolución CREG 026 de 2017 relacionados con (i) requisitos para la participación de los agentes interesados en la ejecución de la planta de regasificación, (ii) obligaciones del adjudicatario, y (iii) la remuneración al adjudicatario del proceso de selección que se realice para ejecutar la planta regasificación.



Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

Adicionalmente el citado documento contiene los análisis del concepto de la SIC.

Los comentarios relacionados con los temas de acceso y uso de la infraestructura de regasificación del Pacífico harán parte del documento que soporte la resolución que se expida sobre dichos temas.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó el presente acto administrativo en la sesión No. 809 del 23 de octubre de 2017.

R E S U E L V E:

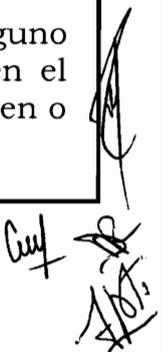
Artículo 1. Objeto. Esta resolución tiene por objeto establecer procedimientos particulares que deben aplicarse en la ejecución mediante procesos de selección de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40006 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 2. Ámbito de aplicación. La presente resolución aplica a los participantes del mercado de gas natural, a los interesados en participar en los procesos de selección para ejecutar la infraestructura de importación de gas del Pacífico y a los demás agentes y usuarios beneficiarios del servicio de gas natural. Esta resolución complementa las disposiciones de la Resolución CREG 107 de 2017 en lo relacionado con la ejecución de la infraestructura de importación de gas del Pacífico mediante procesos de selección.

Artículo 3. Definiciones. Para la interpretación y aplicación de esta resolución se tendrán en cuenta las siguientes definiciones, además de las contenidas en la Ley 142 de 1994, los decretos del Gobierno Nacional y las resoluciones de la CREG:

Infraestructura de importación de gas del Pacífico: corresponde a la planta de regasificación del Pacífico y al gasoducto Buenaventura – Yumbo, con su respectiva infraestructura de conexión al sistema nacional de transporte de gas natural, SNT, definidos en el artículo 1 de la Resolución 40006 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. El gasoducto Buenaventura – Yumbo hará parte del SNT. De acuerdo con lo que considere la UPME se podrá adelantar un solo proceso de selección objetiva que cubra tanto la planta de regasificación del Pacífico como el gasoducto Buenaventura – Yumbo o adelantar un proceso de selección objetivo por cada uno de los competentes de la infraestructura de importación de gas del Pacífico, es decir uno para la planta de regasificación del Pacífico y otro para el gasoducto Buenaventura – Yumbo.

Usuario de la infraestructura de importación de gas del Pacífico: es alguno de los compradores de gas natural del mercado primario establecidos en el artículo 18 de la Resolución CREG 114 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.



Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

Artículo 4. Servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico. El adjudicatario de la planta de regasificación del Pacífico deberá prestar los servicios que defina la UPME en los correspondientes pliegos y que están asociados a este tipo de infraestructura tales como: i) descargue y recibo de gas licuado, ii) almacenamiento de gas licuado, iii) regasificación, iv) carga de carrotanques de gas natural licuado, v) trasvase de gas natural licuado a buques metaneros y puesta en frío, y vi) entrega del gas en el SNT, entre otros.

El adjudicatario del gasoducto Buenaventura – Yumbo prestará los servicios asociados a infraestructura del SNT, tales como parqueo y transporte de gas.

Estos servicios se prestarán sobre la base del principio del libre acceso y no discriminación. En resolución aparte la Comisión establecerá disposiciones sobre el acceso y uso de la infraestructura de importación de gas del Pacífico.

Parágrafo. La infraestructura de importación de gas del Pacífico se complementará con la infraestructura que haga posible el flujo bidireccional de gas en gasoductos del SNT donde sea necesario. La infraestructura necesaria para el flujo bidireccional, y que esté definida en el plan de abastecimiento de gas natural, o en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural, estará sujeta a las reglas de acceso y pago de servicios que determine la Comisión en resolución aparte.

Artículo 5. Participantes en el proceso de selección para ejecutar la infraestructura de importación de gas del Pacífico. En el (los) proceso(s) de selección que adelante la UPME para la ejecución y puesta en operación de la infraestructura de importación de gas del Pacífico solo podrán participar las personas naturales o jurídicas que además de cumplir con las condiciones establecidas en el artículo 6 de la Resolución CREG 107 de 2017, exceptuando el literal e) de ese artículo, cumplan los siguientes postulados:

- a) No ser una empresa que tenga dentro de su objeto social las actividades de producción y comercialización, distribución, distribución y comercialización, o comercialización de gas natural en Colombia; o de comercialización de gas natural importado a través de infraestructuras de importación de gas natural en Colombia.
- b) El (los) proponente(s), su matriz, sus filiales, sus subsidiarias o sus subordinadas no son beneficiarios reales de empresas que dentro de su objeto social puedan desarrollar las actividades de producción y comercialización, distribución, distribución y comercialización, o comercialización de gas natural en Colombia; o de comercialización de gas natural importado a través de infraestructuras de importación de gas natural en Colombia.

Para los efectos de la presente resolución debe entenderse como beneficiario real, el concepto contenido en el artículo 6.1.1.1.3 del Decreto 2555 de 2010 o aquel que lo modifique, adicione o sustituya.

[Handwritten signature and initials]

Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

Dentro del proceso de selección o los procesos de selección el (los) proponente(s), mediante comunicación escrita en los términos del artículo 7 del Decreto 019 de 2012, deberá declarar que él, su matriz, sus filiales, sus subsidiarias o sus subordinadas no son beneficiarios reales en los términos contemplados en el artículo 6.1.1.1.3 del Decreto 2555 de 2010 o aquel que lo modifique, adicione o sustituya.

Parágrafo. Los anteriores postulados deberán cumplirse durante el proceso de selección y se extenderán durante la operación de la infraestructura de importación de gas del Pacífico.

Artículo 6. Obligaciones del adjudicatario. El (los) adjudicatario(s) deberá(n) responder por las siguientes obligaciones, adicionales a las establecidas en los compromisos adquiridos en los documentos de selección y a las establecidas en el artículo 7 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

- a) Tener disponible para operación la infraestructura con las capacidades nominales de la planta de regasificación del Pacífico y del gasoducto Buenaventura – Yumbo, definidas en el artículo 1 de la Resolución 40006 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
- b) Liquidar, facturar y recaudar de manera independiente los valores correspondientes a los ingresos por la prestación de los servicios asociados tanto a la planta de regasificación del Pacífico como al gasoducto Buenaventura – Yumbo.
- c) Recibir el gas natural licuado cuya composición sea tal que al regasificarlo cumpla con las especificaciones de calidad establecidas en el RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan. El adjudicatario puede negarse a recibirlo en caso de que el gas al regasificarlo no cumpla con las especificaciones del RUT.

Si verificada la calidad del gas natural licuado objeto de entrega a la planta de regasificación el adjudicatario no recibe este gas porque encuentra que al regasificarlo no cumple con las especificaciones de calidad establecidas en el RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan, el adjudicatario deberá, mediante comunicación escrita y con el detalle suficiente, informar al agente responsable de entregar el gas a la planta las razones por las cuales el gas natural licuado no cumple con dichas especificaciones.

Una vez que el adjudicatario entregue la comunicación escrita al agente responsable de entregar el gas a la planta, se entenderá que las especificaciones de calidad que no fueron objetadas en la forma aquí dispuesta cumplen con lo establecido en el RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

El agente responsable de entregar el gas a la planta podrá verificar el cumplimiento de las especificaciones de calidad objetadas por el adjudicatario cuando esté inconforme con las objeciones. Esta verificación

Cuf
2017

Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

deberá hacerse mediante una auditoría que realice una firma o persona natural seleccionada de una lista elaborada por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural en adelante CNO-Gas.

Los resultados de la auditoría deberán ser comunicados y analizados con el adjudicatario 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.

Mientras se desarrolla la auditoría el adjudicatario no estará obligado a recibir el gas natural licuado del agente responsable de entregar el gas a la planta.

Si el informe de auditoría concluye que el gas natural licuado al regasificarlo no cumple con las especificaciones de calidad definidas en el RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan, el costo de la auditoría lo asumirá el agente responsable de entregar el gas a la planta.

Si el informe de la auditoría concluye que el gas natural licuado al regasificarlo sí cumple con las especificaciones de calidad definidas en el RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan, el adjudicatario deberá recibir el gas natural licuado del agente responsable de entregar el gas a la planta y este último trasladará al adjudicatario el costo de la auditoría, sin perjuicio de la responsabilidad que le pueda caber al adjudicatario por haber rechazado el recibo del gas natural licuado en la planta de regasificación.

- d) Una vez el adjudicatario reciba el gas natural licuado deberá entregar el gas al SNT cumpliendo con las especificaciones de calidad establecidas en el RUT, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. El transportador en cuyo sistema se inyecte este gas podrá negarse a recibirlo en caso de que no cumpla con estas especificaciones.
- e) En el caso de la planta de regasificación del Pacífico, asumir las pérdidas por evaporación de gas (i.e. *boil off gas*) que se presenten, cuando estas superen el porcentaje de eficiencia que defina la UPME.
- f) Cumplir con las demás obligaciones que se definen en la presente resolución.

Parágrafo 1. Las pérdidas por evaporación de gas (i.e. *boil off gas*) que se presenten en la planta de regasificación deberán ser asumidas por la demanda hasta el porcentaje de eficiencia que defina la UPME.

Parágrafo 2. Los únicos casos en los que el adjudicatario podrá comprar gas serán para cubrir el gas que requiere para la operación o para cubrir pérdidas.

Parágrafo 3. El gas natural licuado que suministre el agente responsable de entregar gas a la planta de regasificación deberá tener una composición tal que al regasificarlo cumpla con las especificaciones de calidad establecidas en el reglamento único de transporte de gas natural, RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 4. El CNO-Gas de manera oportuna deberá elaborar y mantener actualizada una lista de firmas y/o personas con reconocida experiencia en medición de especificaciones de calidad de gas natural licuado y gas natural a

Cuy
A.T.O.

Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

ser inyectado en plantas de regasificación y en sistemas de transporte por tubería. De esta lista el agente responsable de entregar el gas en la planta selecciona la firma o persona que verifica las especificaciones de calidad objetadas por el adjudicatario.

Parágrafo 5. En caso de ser necesario, el CNO-Gas elaborará un protocolo que deberán seguir las firmas o personas que verificarán las especificaciones de calidad del gas natural licuado que objete el adjudicatario.

Artículo 7. Ingreso anual esperado, IAE. La oferta económica que entregue el (los) proponente(s) deberá(n) cumplir con lo establecido en el artículo 9 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

En la oferta económica para la ejecución de la infraestructura de importación de gas del Pacífico el (los) proponente(s) deberá(n) presentar en forma desagregada los valores asociados a cada una de las componentes de la planta de regasificación, necesarias para la prestación de los siguientes servicios: i) descargue y recibo de gas licuado, ii) almacenamiento de gas licuado, iii) regasificación, iv) carga de cisternas de gas natural licuado, y v) trasvase de gas natural licuado a buques metaneros y puesta en frío.

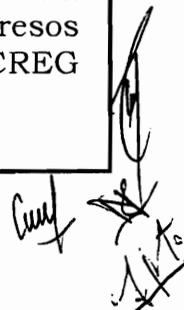
En caso de que se decida realizar un único proceso de selección para la ejecución de toda la infraestructura de importación de gas del Pacífico, el proponente también deberá presentar en forma desagregada los valores de la oferta económica del gasoducto Buenaventura – Yumbo, incluidos compresores si los hay.

Estos valores serán considerados posteriormente por la CREG, en caso de ser necesario, para la regulación de acceso a los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico.

Artículo 8. Remuneración de la infraestructura de importación de gas del Pacífico. El (los) adjudicatario(s) de la infraestructura de importación de gas del Pacífico recibirá mensualmente la siguiente remuneración: i) ingresos por la prestación de servicios asociados a esta infraestructura que serán recaudados directamente por el adjudicatario; y ii) el valor de los pagos mensuales que será liquidado, actualizado, facturado, recaudado y transferido al adjudicatario como se establece en el artículo 17 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 9. Liquidación, facturación y recaudo de ingresos por la prestación de los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico. El (los) adjudicatario(s) de la infraestructura de importación de gas del Pacífico deberá(n) liquidar, facturar y recaudar mensualmente a cada uno de los usuarios de esta infraestructura el valor de los servicios prestados con esta infraestructura.

Parágrafo 1. Los ingresos generados por la prestación de los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico corresponderán a los ingresos de corto de plazo de que trata el literal d) del artículo 17 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.



Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

Parágrafo 2. Se excluirán de los ingresos de corto plazo de que trata el literal d) del artículo 17 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, los valores facturados que no sea posible recaudar y que no queden cubiertos con garantía de cumplimiento debido a las condiciones de la garantía que defina la Comisión.

Artículo 10. Suscripción de contratos y garantías de cumplimiento. Los usuarios de la infraestructura de importación de gas del Pacífico que adquieran los servicios asociados a esta infraestructura deberán suscribir contratos escritos con el adjudicatario y constituir garantías de cumplimiento a favor del adjudicatario. En resolución aparte la Comisión definirá el tipo de garantía y las condiciones de estas garantías.

Parágrafo. Es obligación tanto del adjudicatario de la infraestructura de importación de gas del Pacífico como de los usuarios que adquieran servicios asociados a esta infraestructura registrar los contratos ante el gestor del mercado de gas natural.

Artículo 11. Asignación de los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico. Los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico serán asignados por el gestor del mercado de gas natural.

En resolución aparte la CREG determinará los procedimientos y reglas que deberán seguir: i) el gestor del mercado de gas natural para asignar los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico; y ii) los usuarios de la infraestructura de importación de gas del Pacífico interesados en adquirir estos servicios.

Parágrafo. Los usuarios de la infraestructura de importación de gas del Pacífico interesados en adquirir servicios asociados a esta infraestructura deberán constituir garantías de seriedad. Los costos de administración de estas garantías estarán a cargo del gestor del mercado. Otras condiciones de la administración de estas garantías las determinará la Comisión en resolución aparte. Los ingresos que se generen por la ejecución de estas garantías harán parte de los ingresos de corto plazo de que trata el literal d) del artículo 17 de la Resolución CREG 107 de 2017.

Artículo 12. Vigencia. La presente resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial*.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

23 OCT. 2017

Dada en Bogotá, D.C. a



RUTTY PAOLA ORTIZ JARA

Viceministra de Energía

Delegada del Ministro de Minas y Energía

Presidente



GERMÁN CASTRO FERREIRA

Director Ejecutivo



5.7. Acuerdo No 001 de 2017_Criterios proceso selección firmas auditoras Resolución CREG 107 de 2017_Comité técnico.

Comentarios generales. La CREG mediante la Resolución CREG 107 de 2017 en su Artículo 23. Auditoría, encargó al CNOGas elaborar y publicar una lista de firmas auditoras para los proyectos que se ejecuten bajo procesos de selección, o a través del transportador incumbente. El CNOGas desarrolló basado en lo previsto en el proyecto de Resolución CREG 038 de 2016, los lineamientos y criterios generales preliminares para realizar un proceso de selección de las firmas auditoras. A continuación los hitos generales sobre este tema:

- El pasado 08 de septiembre de 2017 la CREG divulgó la Resolución CREG 107-2017 “ Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural”, la cual fue publicada en el Diario Oficial No 50353 del 11 de septiembre de 2017.
- El CNOGas remitió a la UPME el 18 de septiembre de 2017 la comunicación CNOGas-257-2017 mediante la cual solicita la información relacionada con los parámetros y consideraciones a tener en cuenta para la definición de los lineamientos y criterios para el proceso de selección de las firmas auditoras, según lo previsto en el Artículo 23. Auditoría, de la Resolución CREG 107 de 2017.
- El plazo otorgado al CNOGas para la publicación de la lista de firmas auditoras es de 3 meses contados a partir de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 107 de 2017, el cual venció el 11 de diciembre de 2017.

- ❑ El Secretario técnico remite el 15 de septiembre de 2017 a los miembros del CNOGas la versión preliminar del Acuerdo No 001 de 2017 “Por medio del cual se establecen los criterios que deben observar las firmas auditoras de los procesos asociados con lo establecido en la Resolución CREG 107 de 2017”, considerando que, según instrucciones del Comité técnico definido para la revisión inicial del Acuerdo No 001 de 2017 se debe separar en 2 grupos el listado de firmas auditoras, considerando las especialidades de los proyectos previstos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural acogido por el Ministerio de Minas y Energía: Grupo 1, firmas auditoras para ductos y Grupo 2, firmas auditoras para la planta de regasificación de GNL a construir en el Pacífico colombiano.
- ❑ La UPME mediante comunicación con radicado No 20171700040751 de 24 de noviembre de 2017 recibida en el CNOGas el 06 de diciembre de 2017, remitió al CNOGas la información solicitada en comunicación CNOGas-257-2017 de 18 de septiembre de 2017 relacionada con los parámetros y consideraciones a tener en cuenta como parte de los criterios definidos para el proceso de selección de firmas auditoras.
- ❑ El Secretario técnico incorporó la información de la UPME en el Acuerdo No 001 de 2017 “Por medio del cual se establecen los criterios que deben observar las firmas auditoras de los procesos asociados con lo establecido en la Resolución CREG 107 de 2017” y la remitió a los miembros del Consejo el 07 de diciembre de 2017, para conocimiento previo.

Se requiere que el Consejo nombre el Comité técnico encargado de realizar todo el proceso que culminará con la publicación del listado de firmas auditoras.

- ❑ Igualmente el Consejo revisa posible impedimento de sus miembros, ocasionado por su interés en participar en los procesos de la UPME para los proyectos que se ejecuten bajo procesos de selección, o a través del transportador incumbente y la participación en la escogencia de firmas auditoras a los proyectos de la UPME.
- ❑ Por instrucción de miembros del CNOGas se solicitó concepto legal a la Dra Nora Palomo, asesora jurídica del CNOGas, el cual se puso en conocimiento de los miembros del CNOGas.
- ❑ En la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 136 realizada el pasado 12 de octubre del año en curso, TGI y Promigas manifestaron que sus áreas jurídicas no encontraron elementos constitutivos de impedimentos ni conflictos de interés, en lo previsto en la Resolución CREG 107-2017.
- ❑ Atendiendo instrucción del Consejo en el sentido de realizar reunión aclaratoria entre la Dra. Nora Palomo y los abogados de TGI y Promigas, el Secretario técnico gestiona la misma con el siguiente resultado:
 - ✓ Promigas remitió concepto de su área jurídica.
 - ✓ La Dra. Nora Palomo emitió concepto con el análisis y recomendaciones a la propuesta de Promigas.
 - ✓ El concepto de la Dra. Nora Palomo fue remitido a TGI y Promigas para su revisión y comentarios y determinar la necesidad de realizar la reunión.

Consultado TGI y Promigas, manifestaron que el tema sería comentado en la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 137 de hoy.

- ❑ Igualmente el Consejo revisa posible impedimento de sus miembros, ocasionado por su interés en participar en los procesos de la UPME para los proyectos que se ejecuten bajo procesos de selección, o a través del transportador incumbente y la participación en la escogencia de firmas auditoras a los proyectos de la UPME.
- ❑ Por instrucción de miembros del CNOGas se solicitó concepto legal a la Dra Nora Palomo, asesora jurídica del CNOGas, el cual se puso en conocimiento de los miembros del CNOGas.
- ❑ En la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 136 realizada el pasado 12 de octubre del año en curso, TGI y Promigas manifestaron que sus áreas jurídicas no encontraron elementos constitutivos de impedimentos ni conflictos de interés, en lo previsto en la Resolución CREG 107-2017.
- ❑ Atendiendo instrucción del Consejo en el sentido de realizar reunión aclaratoria entre la Dra. Nora Palomo y los abogados de TGI y Promigas, el Secretario técnico gestiona la misma con el siguiente resultado:
 - ✓ Promigas remitió concepto de su área jurídica.
 - ✓ La Dra. Nora Palomo emitió concepto con el análisis y recomendaciones a la propuesta de Promigas.
 - ✓ El concepto de la Dra. Nora Palomo fue remitido a TGI y Promigas para su revisión y comentarios y determinar la necesidad de realizar la reunión.

Consultado TGI y Promigas, manifestaron que el tema sería comentado en la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 137 de hoy.



Radicado No.: 20171700040751

Fecha: 24-11-2017

Bogotá D.C,

Doctor:

FREDI LOPEZ

Secretario Técnico

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS

Avenida El Dorado No. 68C-61

Tel: (1) 3 00 34 16

Ciudad

ASUNTO: Parámetros y consideraciones firmas de auditoría

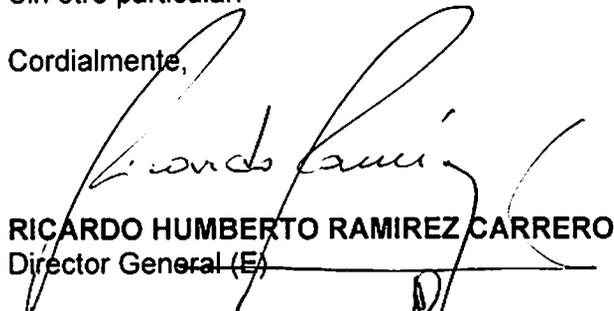
Estimado doctor López:

En cumplimiento del artículo 23 de la Resolución CREG 107 de 2017, remitimos los parámetros y consideraciones a tener en cuenta por el CNO Gas al momento de elaborar y publicar el listado de las firmas auditoras para los proyectos que se ejecuten bajo procesos de selección o a través del transportador incumbente.

Cualquier información adicional al respecto, con gusto será atendida.

Sin otro particular.

Cordialmente,



RICARDO HUMBERTO RAMIREZ CARRERO
Director General (E)

Elaboró: Andrés Eduardo Popayán Pineda

Revisó: Sandra Johanna Leyva Rolón



Radicado No.: 20171700040751

Fecha: 24-11-2017

**PARÁMETROS Y CONSIDERACIONES PARA LA ELABORACIÓN DE LA
LISTA DE FIRMAS AUDITORAS PARA LOS PROYECTOS QUE SE EJECUTEN
BAJO PROCESOS DE SELECCIÓN O A TRAVÉS DEL TRANSPORTADOR
INCUMBENTE**

1 OBJETO

El presente documento tiene por objeto definir los parámetros y consideraciones a tener en cuenta el CNO Gas al momento de elaborar y publicar el listado de las firmas auditoras para los proyectos que se ejecuten bajo procesos de selección o a través del transportador incumbente.

1.1 PARTICIPACIÓN DE LAS FIRMAS

El CNO Gas deberá establecer un mecanismo efectivo para que los interesados puedan postular su ingreso a la lista.

Así las cosas, el CNO Gas debe indicar las fechas en las cuales se puede realizar la solicitud de inscripción de nuevas firmas, teniendo en cuenta que la lista luego de ser conformada por primera vez, será revisada por lo menos una vez al año de conformidad con el artículo 23 de la Resolución CREG 107 de 2017.

2 PARAMETROS Y CONSIDERACIONES PARA LA ELABORACIÓN DE LA LISTA DE FIRMAS AUDITORAS

2.1 GENERALES

Se consideran los siguientes parámetros y consideraciones generales para que una firma auditora se incluya dentro de la lista:

- i. Se requiere que el interesado sea una persona idónea, que con la mayor responsabilidad y profesionalismo realice todas las labores necesarias para dar cumplimiento al contrato de auditoria para los proyectos que se ejecuten bajo procesos de selección o a través del transportador incumbente.
- ii. El interesado deberá disponer de la experiencia, personal y recursos mínimos contenidos en estos parámetros y todos aquellos necesarios y suficientes para garantizar el correcto desarrollo de sus obligaciones.



Radicado No.: 20171700040751

Fecha: 24-11-2017

- iii. Se podrán presentar firmas auditoras de manera independiente o por un número plural de ellas, en este último evento, se deberá conformar un consorcio o una unión temporal.
- iv. Los interesados que sean sociedades extranjeras sin sucursal establecida en Colombia, deberán designar un apoderado domiciliario en Colombia con el cumplimiento de los requisitos legales para tal fin, sin perjuicio del cumplimiento de los requisitos legales en caso de resultar seleccionada en algún proceso.
- v. Los interesados y su personal no pueden encontrarse incurso en ninguna de las inhabilidades e incompatibilidades previstas en la Ley.
- vi. Cada interesado podrá inscribir más de un profesional en cada cargo, esto con el fin de tener varias opciones en caso de agotar la disponibilidad de alguno de ellos.
- vii. Los profesionales que cumplan requisitos para integrar un interesado podrán estar inscritos en más de una firma auditora que integre la lista, siempre que no se creen conflictos de interés ni se esté incurso en causal de inhabilidad o incompatibilidad por tal hecho.
- viii. La firma auditora por ningún motivo podrá tener conflicto de interés o inhabilidades con las firmas auditadas.

2.2 CAPACIDAD TECNICA DEL AUDITOR

El interesado deberá tener mínimo experiencia en los siguientes aspectos:

2.2.1 Auditor FSRU

2.2.1.1 Capacidad Técnica

El Interesado deberá acreditar una experiencia mínima de ocho (8) años en conjunto de las siguientes actividades¹, así:

- i. Auditoría o interventoría del desempeño operativo de una FSRU.
- ii. Auditoría o interventoría de pruebas de recibo de una FSRU.
- iii. Auditoría o interventoría a sistemas de gestión de calidad de proyectos de infraestructura.
- iv. Licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o estructuración de estudios tendientes al licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditoría al proceso de licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditoría de la implementación de planes de manejo ambiental que resulten del licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura.

¹ Deberá acreditar experiencia en cada una de las actividades.



2.2.1.2 Idoneidad de personal

El interesado deberá contar con el personal necesario y suficiente para garantizar el correcto desarrollo de su actividad. No obstante, se deben identificar un mínimo de responsables de áreas que son fundamentales para esta labor, las cuales se presentan así:

- i. Director de Auditoría: un (1) profesional universitario graduado con experiencia en dirección de Interventorías o Auditorías. Experiencia mínima de ocho (8) años.
- ii. Un (1) ingeniero: profesional universitario graduado con matrícula profesional vigente en las áreas de la ingeniería con experiencia en auditoría o interventoría del desempeño operativo de una FSRU. Experiencia mínima de cinco (5) años.
- iii. Un (1) ingeniero: profesional universitario graduado con matrícula profesional vigente en las áreas de la ingeniería con experiencia en auditoría o interventoría de pruebas de recibo de una FSRU. Experiencia mínima de cinco (5) años.
- iv. Un (1) profesional: con experiencia en licenciamiento ambiental o estructuración de estudios tendientes al licenciamiento ambiental o en auditoría al proceso de licenciamiento ambiental de proyectos en hidrocarburos. No serán válidas experiencias exclusivas en la interventoría y/o auditoría de la implementación de planes de manejo ambiental. Experiencia mínima de cinco (5) años.
- v. Un (1) profesional: con experiencia en sistemas de gestión de calidad de proyectos de infraestructura. Experiencia mínima de cinco (5) años. Experiencia mínima de cinco (5) años.

Nota: Uno de los profesionales universitarios graduados relacionados en los numerales ii, iii, iv y v podrán ejercer el cargo de director de auditoría, lo anterior, siempre y cuando el profesional acredite como mínimo tres (3) años de experiencia en dirección de interventorías o auditorías adicionales a los cinco (5) años exigidos.

2.2.2 Auditor Puertos y manejo de gas natural (gaseoso y líquido) en Puertos

2.2.2.1 Capacidad Técnica

El interesado deberá acreditar una experiencia mínima de ocho (8) años en conjunto de las siguientes actividades², así:

² Deberá acreditar experiencia en cada una de las actividades.



Radicado No.: 20171700040751

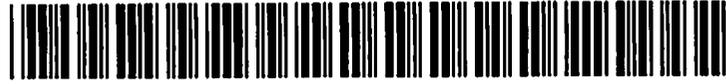
Fecha: 24-11-2017

- i. Diseño de puertos marinos o fluviales o auditoría o interventoría en diseño de puertos marinos o fluviales.
- ii. Construcción o ampliación o adecuación o auditoría o interventoría de construcción o ampliación o adecuación de puertos marinos o fluviales.
- iii. Operación de puertos marinos o fluviales o auditoría o interventoría de operación de puertos marinos o fluviales.
- iv. Auditoría o interventoría en el diseño de tuberías para el transporte de gas natural en estado gaseoso y líquido.
- v. Auditoría o interventoría en construcción o ampliación de tuberías para el transporte de gas natural en estado gaseoso y líquido.
- vi. Auditoría o interventoría a sistemas de gestión de calidad de proyectos de infraestructura.
- vii. Licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o estructuración de estudios tendientes al licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditoría al proceso de licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditoría de la implementación de planes de manejo ambiental que resulten del licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura.

2.2.2.2 Idoneidad de personal

El interesado deberá contar con el personal necesario y suficiente para garantizar el correcto desarrollo de su actividad. No obstante, se deben identificar un mínimo de responsables de áreas que son fundamentales para esta labor, las cuales se presentan así:

- i. Director de Auditoría: un (1) profesional universitario graduado con experiencia en dirección de Interventorías o Auditorías. Experiencia mínima de ocho (8) años.
- ii. Un (1) ingeniero: profesional Universitario graduado con matrícula profesional vigente en las áreas de la ingeniería con experiencia en diseño y/o auditoría de diseño de puertos marinos. Experiencia mínima de cinco (5) años.
- iii. Un (1) ingeniero: profesional universitario graduado con matrícula profesional vigente en las áreas de la ingeniería con experiencia en construcción, reparación, ampliación y/o adecuación o auditoría o interventoría de construcción, reparación, ampliación y/o adecuación de puertos marinos. Experiencia mínima de cinco (5) años.
- iv. Un (1) ingeniero: profesional universitario graduado con matrícula profesional vigente en las áreas de la ingeniería con experiencia en el diseño de tuberías para el transporte de gas natural en estado gaseoso y líquido o auditoría o interventoría en el diseño de tuberías para el transporte de gas natural en estado gaseoso y líquido. Experiencia mínima de cinco (5) años.



Radicado No.: 20171700040751

Fecha: 24-11-2017

- v. Un (1) ingeniero: profesional universitario graduado con matrícula profesional vigente en las áreas de la ingeniería con experiencia en construcción o ampliación de tuberías para el transporte de gas natural en estado gaseoso y líquido o auditoría o interventoría en construcción o ampliación de tuberías para el transporte de gas natural en estado gaseoso y líquido. Experiencia mínima de cinco (5) años.
- vi. Un (1) profesional: con experiencia en licenciamiento ambiental o estructuración de estudios tendientes al licenciamiento ambiental o en auditoría al proceso de licenciamiento ambiental de proyectos en hidrocarburos. No serán válidas experiencias exclusivas en la interventoría y/o auditoría de la implementación de planes de manejo ambiental. Experiencia mínima de cinco (5) años.
- vii. Un (1) profesional: con experiencia en sistemas de gestión de calidad de proyectos de infraestructura. Experiencia mínima de cinco (5) años. Experiencia mínima de cinco (5) años.

Nota: Uno de los profesionales universitarios graduados relacionados en los numerales ii, iii, iv, v, vi y vii podrán ejercer el cargo de director de auditoría, lo anterior, siempre y cuando el profesional acredite como mínimo tres (3) años de experiencia en dirección de interventorías o auditorías adicionales a los cinco (5) años exigidos.

2.2.3 Gasoductos

2.2.3.1 Capacidad Técnica

El Interesado deberá acreditar una experiencia mínima de ocho (8) años en conjunto de las siguientes actividades³, así:

- i. Diseño de gasoductos o auditoría o interventoría en el diseño de gasoductos.
- ii. Construcción o reparación o ampliación de gasoductos o auditoría o interventoría en la construcción o reparación o ampliación de gasoductos.
- iii. Supervisión o auditoría a sistemas de gestión de calidad de proyectos de infraestructura.
- iv. Licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o estructuración de estudios tendientes al licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditoría al proceso de licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditoría de la implementación de planes de manejo ambiental que resulten del licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura.

³ Deberá acreditar experiencia en cada una de las actividades.



Radicado No.: 20171700040751

Fecha: 24-11-2017

2.2.3.2 Capacidad de personal

El interesado deberá contar con el personal necesario y suficiente para garantizar el correcto desarrollo de su actividad. No obstante, se deben identificar un mínimo de responsables de áreas que son fundamentales para esta labor, las cuales se presentan así:

- i. Director de Auditoría: un (1) profesional universitario graduado con experiencia en dirección de Interventorías o Auditorías. Experiencia mínima de ocho (8) años.
- ii. Un (1) ingeniero profesional universitario graduado con matrícula profesional vigente en las áreas de la ingeniería con experiencia en diseño y/o interventoría de diseño de gasoductos. Experiencia mínima de cinco (5) años.
- iii. Un (1) ingeniero: profesional universitario graduado con matrícula profesional vigente en las áreas de la ingeniería con experiencia en construcción o reparación o ampliación o interventoría o auditoría de construcción o reparación o ampliación de gasoductos. Experiencia mínima de cinco (5) años.
- iv. Un (1) profesional con experiencia en licenciamiento ambiental o estructuración de estudios tendientes al licenciamiento ambiental o en auditoría o Interventoría al proceso de licenciamiento ambiental de gasoductos o poliductos o propanoductos. No serán válidas experiencias exclusivas en la interventoría y/o auditoría de la implementación de planes de manejo ambiental. Experiencia mínima de cinco (5) años.
- v. Un (1) profesional con experiencia en sistemas de gestión de calidad de proyectos de infraestructura. Experiencia mínima de cinco (5) años.

Nota: Uno de los profesionales universitarios graduados relacionados en los numerales ii, iii, iv y v podrán ejercer el cargo de director de auditoría, lo anterior, siempre y cuando el profesional acredite como mínimo tres (3) años de experiencia en dirección de interventorías o auditorías adicionales a los cinco (5) años exigidos.

Estimado Fredi, a continuación encontrarás el concepto de nuestra dependencia de Asuntos Corporativos de acuerdo a la solicitud emitida por el CNOGas en correo precedente:

“El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural –CNOGas– es órgano asesor del Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, así como de las empresas y remitentes del servicio público de gas natural. El CNOG fue creado por la Ley 401 de 1997 y mediante Decreto 225 de 2000 se compilan sus funciones, de la siguiente manera: “Serán funciones del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOGas, 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”.

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural se encuentra conformado de la siguiente manera, conforme se establece en el Decreto 225 de 2000:

ARTICULO 2o. CONFORMACIÓN DEL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL, CNOGas. El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOGas, 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.
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.

PARAGRAFO 1o. 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 artículo 1o. de este decreto.
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.

PARAGRAFO 2o. En el caso de que Ecopetrol sea seleccionado, según los criterios establecidos en el párrafo anterior, sólo podrá participar como Productor en el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOGas, en dicha calidad representará también la producción que corresponde para liquidar las regalías pertenecientes a la Nación. Asimismo, no podrá participar en calidad de remitente o en cualquier otra calidad en el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOGas.

PARAGRAFO 3o. 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 artículo 1o. 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.

PARAGRAFO 4o. El Representante del Centro Nacional de Despacho Eléctrico, o la entidad equivalente, será el Director de dicha entidad o quien haga sus veces.

PARAGRAFO 5o. <Parágrafo modificado por el artículo 2 del Decreto 2282 de 2001. El nuevo texto es el siguiente:> 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 artículo 1o. del presente decreto.

3. La Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, certificará, a más tardar el 1o. de marzo de cada año, cuáles sistemas de transporte tienen capacidad superior a 50 millones de pies cúbicos diarios.

PARAGRAFO 7o. Ningún agente podrá representar simultáneamente a varias actividades en el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOGas.

PARÁGRAFO 8o. <Parágrafo 8 adicionada por el artículo 3 del Decreto 2282 de 2001. El nuevo texto es el siguiente:> 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 CNOGas para el período correspondiente. En caso de no haber aceptación, la UPME procederá a nombrar un reemplazo, conforme al orden de la lista.

PARÁGRAFO 9o. <Parágrafo 8 adicionada por el artículo 3 del Decreto 2282 de 2001. El nuevo texto es el siguiente:> En caso de que alguno de los representantes de los productores o de los remitentes en el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural-CNOGas comunique por escrito a la Secretaría Técnica que no desea continuar participando en el CNOGas, 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.

Como se observa, el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural tiene una conformación plural y garantista de la participación de los distintos agentes del sector gas natural, lo cual garantiza la objetividad, transparencia y legitimidad de sus actuaciones.

La función asignada en la Resolución CREG 107 de 2017, se limita a la elaboración de una lista de auditores, que deberá seguir los lineamientos establecidos en la UPME, lo cual implica que los auditores en ella incorporados no pueden ser cualquier profesional sino aquellos que reúnan los requisitos establecidos por la UPME.

Artículo 23. Todos los proyectos que se ejecuten bajo procesos de selección, o a través del transportador incumbente según se establece en el Artículo 4 de la presente Resolución, deberán contar con una firma auditora en los términos y condiciones aquí establecidos, la cual deberá ser seleccionada a partir de una lista de firmas auditoras elaborada por el CNOGas.

El CNOGas elaborará y publicará la lista de firmas auditoras de acuerdo con los parámetros y consideraciones que señale la UPME para tal fin. La lista será revisada por lo menos una vez al año y tendrá en cuenta los comentarios que la UPME emita sobre el desempeño, calidad y experiencia de los auditores. ...

Si bien la UPME escoge el auditor de la lista que elabore el CNOGas, debe precisarse que el auditor finalmente seleccionado es:

1. Propuesto por un cuerpo colegiado (CONGas), en el cual, entre todos sus miembros (Ministerio de Minas, productores, transportadores y remitentes), crearon la lista.
2. No se evidencia una selección directa ni unánime por un solo transportador o por uno solo de sus miembros.
3. En la medida en que ninguno de las firmas de auditoras propuestas es resultado de la decisión de un solo transportador o de uno solo de sus miembros, sino de una decisión mayoritaria o unánime de todos los miembros del CNOGas, se garantiza la idoneidad, independencia y objetividad de la firma de auditores que conforman la lista.

4. Independiente de los miembros del CNOGas o de sus intereses, pues los mismos se limitaron a crear un listado por disposición de la ley y siguiendo los criterios que establezca la UPME

Dado lo anterior, si un transportador participa en los proyectos IPAT, y luego la UPME le asigna un auditor, el mismo no tendrá ningún vínculo previo con dicho auditor que le cuestione su independencia en la auditoría del proyecto, toda vez que ni fue elegido por dicho transportador ni fue incorporado a la lista por dicho transportador sino por un cuerpo colegiado.

De otro lado, el art 6 de la Resolución CREG en estudio establece de forma taxativa los impedimentos para participar en los proyectos, dentro de los cuales no se lista el ser miembro del CONGas:

Art 6. Participantes en los procesos de selección. En los procesos de selección podrán participar personas jurídicas, consorcios, uniones temporales y sociedades extranjeras con sucursal en Colombia siempre y cuando cumplan con las siguientes condiciones:

- a) El proponente deberá demostrar experiencia relacionada con la construcción de proyectos de infraestructura de valor similar al valor estimado del proyecto objeto del proceso de selección. Para esto los proponentes podrán acreditar su experiencia con dos proyectos ejecutados cuyos valores sumados resulten en un valor igual o superior al valor estimado del proyecto objeto del respectivo proceso de selección.
- b) No tener participación alguna, ya sea en calidad de matriz, filial, subsidiaria o subordinada, de acuerdo con lo previsto en la legislación, con ninguno de los demás proponentes que participen en el mismo proceso de selección.
- c) No haber sido objeto de declaración de un incumplimiento grave e insalvable de que trata el Artículo 25 de la presente Resolución durante los 24 meses anteriores a la fecha límite de presentación de propuestas establecida en los documentos de selección.
- d) Cuando se trate de un proyecto *IPAT* el transportador incumbente no podrá participar en el proceso de selección que se adelante para ejecutar el proyecto.
- e) Observar las disposiciones vigentes sobre separación de actividades e interés económico aplicables según el objeto del proyecto a ser adjudicado en el proceso de selección.
- f) No estar incurso dentro de las causales de inhabilidad e incompatibilidad contempladas en la regulación actual.

Al participar en los procesos de selección de que trata esta Resolución se entiende que los proponentes se acogen a lo que se establezca en los términos de referencia y todos sus anexos los cuales son parte integrante del proceso de selección y a las consecuencias de la ejecución de la garantía de cumplimiento, establecidas en el Artículo 32 de la presente Resolución.

Parágrafo. Los transportadores incumbentes no deberán entorpecer la ejecución de proyectos del plan transitorio de abastecimiento de gas natural, o del plan de abastecimiento de gas natural, que estén embebidos o se conecten a sus sistemas de transporte y que estén a cargo de adjudicatarios de procesos de selección, so pena de las acciones legales y económicas que pueda adelantar el adjudicatario afectado.

No se conoce una norma en la regulación que establezca el caso en estudio como una inhabilidad o incompatibilidad, y tan es así que no existe, que la misma resolución CREG 107 que regula el tema de los proyectos *IPAT*, establece la forma de creación del listado de asesores, otorgando dicha función al CNOGas.

Ahora, para ser prudente y evitar cualquier futura controversia que pueda invalidar la participación del transportador en el proyecto *IPAT*, pudiera ser que el mismo, se separe de la toma de la decisión de la conformación del listado de auditores y así quede expresamente consignado en el Acta como en el documento remisorio del listado a la UPME.”

En cuento al mecanismo de la Teleconferencia, considero que Spontania funcionaría para nosotros.

Atento a comentarios.

Cordialmente,

JESUS ANTONIO CORREA FUENTES

COORDINADOR DE OPERACIONES

PROMIGAS

TELÉFONO +57 3713419

CELULAR +57 321 667 3984

Calle 66 # 67 - 123 - Barranquilla – Colombia

VERSIÓN PARA REVISIÓN

PARA: Dr. Fredi López Sierra – Secretario Técnico CNOGAS

FECHA: Noviembre 22 de 2017

En relación con el concepto emitido por la Oficina de Asuntos Corporativos de PROMIGAS sobre la participación de los miembros del CNOGAS en la selección de los auditores de que trata la Resolución CREG DE 2017, nos permitimos formular las siguientes consideraciones de orden jurídico:

1. En el escrito enviado por PROMIGAS, previas algunas consideraciones de orden legal, se afirma que “... Dado lo anterior, si un transportador participa en los proyectos IPAT, y luego la UPME asigna un auditor, el mismo no tendrá vínculo previo con dicho auditor que le cuestione su independencia en la auditoría del proyecto, toda vez que ni fue elegida por dicho transportador ni fue incorporado a la lista por dicho transportador sino por un cuerpo colegiado”.

Y agrega: “No se conoce una norma en la regulación que establezca el caso en estudio como una inhabilidad o incompatibilidad, y tan es así que no existe, que la misma resolución CREG 107 que regula el tema de los proyectos IPAT, establece la forma de creación del listado de asesores, otorgando dicha función al CNOGas.”

2. Las funciones asignadas al CNOGAS por la Ley y el Reglamento (Decretos 2225 de 2000, 2282 de 2001 y 2100 de 2011), corresponden a las de cuerpo consultivo y asesor de la autoridades competentes en materia de reglamentación y regulación de los aspectos relacionados esencialmente con el abastecimiento del gas en situaciones de escasez, la operación del Sistema Nacional de Transporte y la programación de mantenimientos y otras intervenciones que afecten la continuidad del servicio. La función consultiva que le corresponde ejercer al Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, es claramente una función pública, como lo precisó la Corte Constitucional en la sentencia C-702 de 1999.

3. Conforme con la Ley 489 de 1998, en su artículo 38, párrafo 2º., el CNOGAS es un organismo colegiado, consultivo de la administración, con carácter permanente, y con representación de varias entidades estatales, y de los agentes del sector de gas.

4. En el caso presente, la CREG mediante la Resolución 107 de 2017 “Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural”, estableció los procedimientos para que los agentes del sector de gas que cumplan con los requisitos y condiciones definidos en su texto, puedan ejecutar los proyectos descritos en el artículo 4º.

En el artículo 23 reguló lo atinente a la firma auditora que tendrá a su cargo la tarea de supervisar, controlar, cada uno de los proyectos que se ejecuten bajo procesos de selección, o a través del transportador incúmbete, con sujeción a lo establecido en el artículo 4º., del mismo acto administrativo. La selección del auditor se hará por la UPME de una lista que elabore el CNOGAS, en cumplimiento de la delegación dispuesta por la CREG en el mismo artículo 23.

El auditor será contratado por el mismo adjudicatario del proyecto, de conformidad con lo señalado en el numeral 3.2.1. del Documento CREG 059 de 2017, que fundamenta la Resolución CREG 107 de 2017.

5. La integración de la lista de auditores se hará por el CNOGAS, con sujeción al procedimiento establecido en sus estatutos, y los lineamientos adoptados por la UPME.

6. La circunstancia planteada en el concepto de PROMIGAS, se refiere a la eventualidad de que algunos de los transportadores del STN pudieran tener interés en participar en la ejecución de cualquiera de los proyectos IPAT regulados en la Resolución CREG 107 de 2017. Y, que siendo miembros del CNOGAS participen en la conformación de la lista de los auditores de tales proyectos, entre los cuales podría estar el que le fuere adjudicado.

7. Es cierto que la participación del Consejo Nacional en la elaboración de la referida lista de auditores se realiza en virtud de la delegación que dispuso la CREG, y cuyo ejercicio se enmarca dentro de los principios que rigen la función pública que cumple la CREG, entre otros, los de transparencia, objetividad, por citar algunos.

8. También se dice que no existe en la regulación una norma que expresamente establezca las inhabilidades o incompatibilidades a las que se alude en el concepto de Promigas. En principio así es; pero debe entenderse que en la elaboración de las listas participarán los miembros del CNOGAS con sujeción a lo

reglamentado y teniendo en cuenta los principios de la función pública anteriormente mencionados.

Lo cual implica que, en cumplimiento del principio de transparencia, quienes consideren que podrían participar en la ejecución de algún proyecto manifiesten ese potencial interés; hecho que tendría trascendencia en la etapa subsiguiente, como pasa a verse.

9. La actuación posterior que se valora es la referente a la contratación del auditor, quien cumpliría su función en la ejecución de un proyecto específico. Se presentaría aquí una situación jurídica distinta a la de la conformación de las listas, porque se trata de una relación muy concreta entre una empresa determinada, la ejecutora del proyecto, y la firma o empresa auditora. Por esta razón, cualquier situación inhabilitante o de incompatibilidad o de conflictos de interés debe centrarse en estos dos sujetos, y en relación con el objeto de la auditoria.

Lo pertinente sería que, a nuestro juicio, ya determinados quienes ejecutan lo uno y lo otro, y de manera previa a la celebración del contrato, se dieran a conocer por los dos o por cualquiera de ellos los hechos o situaciones que, de existir, puedan involucrar una posible inhabilidad o conflictos de interés.

En el caso del miembro del CNOGAS para dar a conocer su situación particular al Consejo, podría surtirse el procedimiento propuesto en el proyecto del Código de Buen Gobierno en relación con los conflictos de interés, y dejarse constancia en el acta de la respectiva sesión, y en el documento remisorio del listado de auditores a la UPME, tal como se sugiere en el documento valorado.



NORA PALOMO GARCÍA

TP. 10741 del CSJ.

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Criterios a cumplir por las firmas auditoras procesos asociados con la Resolución CREG 107 de 2017	A- 001 – 2017 Diciembre 07 de 2017
---	---	---------------------------------------

ACUERDO No. 001 de 2017

“Por medio del cual se establecen los criterios que deben observar las firmas auditoras de los procesos asociados con lo establecido en la Resolución CREG 107 de 2017”

Comentario [F1]: Se ajustará una vez el documento se encuentre aprobado.

Contenido

- 1. OBJETIVOS2
- 2. REQUISITOS DE LAS FIRMAS AUDITORAS.....3
- 3. OTRAS RESPONSABILIDADES DE LAS FIRMAS AUDITORAS, INFORMES.....3
- 4. DOCUMENTACIÓN PARA ACREDITACIÓN DE EXPERIENCIA DE LAS FIRMAS AUDITORAS.....6

Fecha de aprobación:	xxx-xxx-2017	
No. reunión CNOGas	CNOGas No xxx	
Presidente:	xxx	
Asesor Jurídico:	Nora Palomo	
Secretario Técnico:	Fredi E. López	

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, de conformidad con lo establecido en la Ley 401 de 1997, en el Artículo 21 del Decreto 2100 de 2011 y en la Resolución CREG –107 de 2017, y

CONSIDERANDO:

- a) Que mediante la Resolución CREG 107 de 2017 “Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural” la CREG definió los lineamientos generales, entre otros a cargo del CNOGas, la conformación y publicación de un listado de firmas auditoras a los proyectos del plan de abastecimiento de gas natural acogidos por el Ministerio de Minas y Energía.
- b) Que de conformidad con lo establecido en el Artículo 23. Auditoría, de la Resolución CREG 107 de 2017, *“Todos los proyectos que se ejecuten bajo procesos de selección, o a través del transportador incumbente según se establece en el Artículo 4 de la presente Resolución, deberán contar con una firma auditora en los términos y condiciones aquí establecidos, la cual deberá ser seleccionada a partir de una lista de firmas auditoras elaborada por el CNOG. El CNOG elaborará y publicará la lista de firmas auditoras de acuerdo con los parámetros y consideraciones que señale la UPME para tal fin. La lista será revisada por lo menos una vez al año y tendrá en cuenta los comentarios que la UPME emita sobre el desempeño, calidad y experiencia de los auditores. El auditor seleccionado no podrá tener participación alguna con el adjudicatario del proyecto y sus contratistas, ya sea en calidad de matriz, filial, subsidiaria o subordinada, de acuerdo con lo dispuesto en la legislación...(...).El alcance de la auditoría exigida corresponderá a las obligaciones asignadas en el Artículo 24 de la presente Resolución. Su incumplimiento dará lugar a la terminación del contrato y a que la firma auditora sea excluida de la lista que elabora el CNOG”,* la CREG asignó al CNOGas la tarea de elaborar y publicar una lista de firmas auditoras.
- c) Que de conformidad con lo establecido en el párrafo del Artículo 23. Auditoría de la Resolución CREG 107 de 2017 se define que: *“La primera lista de firmas habilitadas para desarrollar la auditoría de los proyectos deberá ser publicada por el CNOG dentro de los tres meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente Resolución”.*
- d) Que la Resolución CREG 107 de 2017 fue publicada en el Diario Oficial No 50353 del 11 de septiembre de 2017, lo que implica que el plazo para que el CNOGas publique el listado de las firmas auditoras vence el 11 de diciembre de 2017.
- e) Que de conformidad con lo previsto en la Resolución CREG 107 de 2017, “Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural”, el CNOGas remitió la comunicación CNOGas-257-2017 de 18 de septiembre de 2017 mediante la cual solicitó a la UPME los parámetros y consideraciones, de acuerdo con lo previsto en el Artículo 23 de la mencionada resolución.
- f) Que la UPME mediante comunicación con radicado No 20171700040751 de 24 de noviembre de 2017 recibida en el CNOGas el 06 de diciembre de 2017, remitió al CNOGas la información solicitada en comunicación CNOGas-257-2017 de 18 de septiembre de 2017.
- g) Que el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural en la reunión No. xxx de xxx de xxx de 2017 aprobó someter a consulta el presente Acuerdo, de conformidad con lo establecido en el Acuerdo Operativo CNOGas-001 de 2011.

ACUERDA:

1. OBJETIVOS

El presente Acuerdo define los criterios que sustentarán la elaboración de la lista de las empresas

interesadas en realizar los procesos de auditoría, seguimiento y control de proyectos de que trata la Resolución CREG 107 de 2017, así como las normas que la modifiquen, sustituyan o complementen.

Para la definición de tales criterios deberán considerarse los siguientes aspectos (i) Parámetros y consideraciones definidos por la UPME, (ii) Obligaciones del auditor según lo previsto en el Artículo 24 de la Resolución CREG 107 de 2017, (iii) Consideraciones de los miembros del CNOGas y (iv) Comentarios de terceros a los criterios definidos por el CNOGas, durante fase de pública.

2. LAS FIRMAS AUDITORAS

Conforme a lo dispuesto en la Resolución CREG-107 de 2017, artículos 23. Auditoría, la firma auditora seleccionada será responsable, entre otros, de la prestación de los servicios señalados en los artículos 24. Obligaciones del auditor y 25. Incumplimiento insalvable de la Resolución CREG 107 de 2017, información adjunta al presente Acuerdo en el Anexos 1 Resolución CREG 107-2017_Artículos 23, 24 y 25.

3. REQUISITOS DE LAS FIRMAS AUDITORAS

3.1. REQUISITOS GENERALES

Las firmas auditoras interesadas en participar en los procesos de auditoría establecidos en la Resolución CREG – 107 de 2017, deben cumplir con los siguientes requisitos:

- a) Ser una persona jurídica, legalmente constituida, que incluya en su objeto social la prestación de los servicios de auditoría, de conformidad con lo previsto en la legislación comercial.
- b) Se podrán presentar firmas auditoras de manera independiente o por un número plural de ellas, en este último evento, se deberá conformar un consorcio o una unión temporal.
- c) Los interesados que sean sociedades extranjeras sin sucursal establecida en Colombia, deberán designar un apoderado domiciliario en Colombia con el cumplimiento de los requisitos legales para tal fin, sin perjuicio del cumplimiento de los requisitos legales en caso de resultar seleccionada en algún proceso.
- d) Cada interesado podrá inscribir más de un profesional en cada cargo, esto con el fin de tener varias opciones en caso de agotar la disponibilidad de alguno de ellos.
- e) Los profesionales que cumplan requisitos para integrar un interesado podrán estar inscritos en más de una firma auditora que integre la lista, siempre que no se creen conflictos de interés ni se esté incurrido en causal de inhabilidad o incompatibilidad por tal hecho.
- f) No estar incurso en alguna de las causales de inhabilidad o incompatibilidad previstas en la Ley 80 de 1993, y en las demás normas que establezcan inhabilidades y/o incompatibilidades en el ejercicio de las funciones de auditoría, y las que las adicionen, modifiquen o complementen.
- g) No tener vinculación económica con la empresa auditada o sus empresas filiales o asociadas.
- h) No haber tenido relación contractual con la firma auditada, en el último año. Para este efecto, la firma auditora de la sociedad proponente deberá certificar, mediante escrito, que en el año inmediatamente anterior al de la realización de la auditoría, no ha tenido ninguna relación contractual o relaciones de interés con la empresa sometida a su supervisión o haya participado en alguna de las fases preliminares en algunos de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural definido por la UMPE o el Ministerio de Minas y Energía.
- i) No tener participación alguna con el adjudicatario del proyecto y sus contratistas, ya sea en calidad de matriz, filial, subsidiaria o subordinada, de acuerdo con lo dispuesto en la legislación.

Comentario [F2]: Los literales b), c), d) y e) fueron tomados de los parámetros remitidos por la UPME.

- j) El líder del proyecto deberá estar certificado PMP. Se requiere especificar si la prestación del servicio de auditoría se realizaría con personal propio o personal contratado con terceros (a través de otras compañías).
- k) Cumplir con los indicadores financieros descritos a continuación:
 - ✓ Indicador de Liquidez: Activos Corrientes/Pasivos Corrientes. Este indicador debe ser mayor o igual a 1.5.
 - ✓ Indicador de Endeudamiento: Pasivos Totales/Activos Totales X 100. Este indicador debe ser menor o igual a 70%
 - ✓ Indicador de Capital de Trabajo: Valor del Contrato/Plazo del Contrato X 3 Meses. Este indicador debe ser mayor o igual al resultado de la formula
- l) Información SARLAFT, según documentos en el Anexo 2.

3.2. CAPACIDAD TECNICA DEL AUDITOR

El interesado deberá tener mínimo experiencia en los siguientes aspectos:

3.2.1 Auditor FSRU

3.2.1.1 Capacidad Técnica

El interesado deberá acreditar una experiencia mínima en conjunto de las siguientes actividades, así:

- i. Auditoría o interventoría del desempeño operativo de una FSRU,
- ii. Auditoría o interventoría de pruebas de recibo de una FSRU.
- iii. Auditoría o interventoría a sistemas de gestión de calidad de proyectos de infraestructura.
- iv. Licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o estructuración de estudios tendientes al licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditoría al proceso de licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditarla de la implementación de planes de manejo ambiental que resulten del licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura.

3.2.1.2 Idoneidad de personal

El interesado deberá contar con el personal necesario y suficiente para garantizar el correcto desarrollo de su actividad. No obstante, se deben identificar un mínimo de responsables de áreas que son fundamentales para esta labor, las cuales se presentan así:

- i. Director de Auditoría: un (1) profesional universitario graduado con experiencia en dirección de Interventorías o Auditorías. Experiencia mínima de ocho (8) años.
- ii. Un (1) ingeniero: profesional universitario graduado con matrícula profesional vigente en las áreas de la ingeniería con experiencia en auditoría o interventoría del desempeño operativo de una FSRU. Experiencia mínima de cinco (5) años.
- iii. Un (1) ingeniero: profesional universitario graduado con matrícula profesional vigente en las áreas de la ingeniería con experiencia en auditoría o interventoría de pruebas de recibo de una FSRU. Experiencia mínima de cinco (5) años.
- iv. Un (1) profesional: con experiencia en licenciamiento ambiental o estructuración de estudios tendientes al licenciamiento ambiental o en auditoría al proceso de licenciamiento ambiental de proyectos en hidrocarburos. No serán válidas experiencias exclusivas en la interventoría y/o auditoría de la implementación de planes de manejo ambiental. Experiencia mínima de cinco (5) años.
- v. Un (1) profesional: con experiencia en sistemas de gestión de calidad de proyectos de infraestructura. Experiencia mínima de cinco (5) años. Experiencia mínima de cinco (5) años.

Nota: Uno de los profesionales universitarios graduados relacionados en los numera/es ii, jji, iv Y v podrán ejercer el cargo de director de auditoría, lo anterior, siempre y cuando el profesional acredite como mínimo tres (3) años de experiencia en dirección de interventorías o auditorías adicionales a los cinco (5) años exigidos.

Comentario [F3]: Todo este numeral fue copiado de los parámetros remitidos por la UPME

Comentario [F4]: Considero se deben realizar dos (2) procesos independientes: Uno para todo lo relacionado con la planta de regasificación y el otro para ductos (compresoras-loops)...Según esto, se requeriría "abrir" este documento en dos (2) partes.

3.2.2 Auditor Puertos y manejo de gas natural (gaseoso y líquido) en Puertos

3.2.2.1 Capacidad Técnica

El interesado deberá acreditar una experiencia mínima en conjunto de las siguientes actividades, así:

- i. Diseño de puertos marinos o fluviales o auditoría o interventoría en diseño de puertos marinos o fluviales.
- ii. Construcción o ampliación o adecuación o auditoría o interventoría de construcción o ampliación o adecuación de puertos marinos o fluviales.
- iii. Operación de puertos marinos o fluviales o auditoría o interventoría de operación de puertos marinos o fluviales,
- iv. Auditoría o interventoría en el diseño de tuberías para el transporte de gas natural en estado gaseoso y líquido.
- v. Auditarla o interventoría en construcción o ampliación de tuberías para el transporte de gas natural en estado gaseoso y líquido.
- vi. Auditoría o interventoría a sistemas de gestión de calidad de proyectos de infraestructura.
- vii. Licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o estructuración de estudios tendientes al licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditoría al proceso de licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditoría de la implementación de planes de manejo ambiental que resulten del licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura.

3.2.2.2 Idoneidad de personal

El interesado deberá contar con el personal necesario y suficiente para garantizar el correcto desarrollo de su actividad. No obstante, se deben identificar un mínimo de responsables de áreas que son fundamentales para esta labor, las cuales se presentan así:

- i. Director de Auditoría: un (1) profesional universitario graduado con experiencia en dirección de Interventorías o Auditarlas. Experiencia mínima de ocho (8) años.
- ii. Un (1) ingeniero: profesional Universitario graduado con matrícula profesional vigente en las áreas de la ingeniería con experiencia en diseño y/o auditarla de diseño de puertos marinos. Experiencia mínima de cinco (5) años.
- iii. Un (1) ingeniero: profesional universitario graduado con matrícula profesional vigente en las áreas de la ingeniería con experiencia en construcción, reparación. Ampliación y/o adecuación o auditarla o interventoría de construcción. reparación, ampliación y/o adecuación de puertos marinos. Experiencia mínima de cinco (5) años.
- iv. Un (1) ingeniero: profesional universitario graduado con matrícula profesional vigente en las áreas de la ingeniería con experiencia en el diseño de tuberías para el transporte de gas natural en estado gaseoso y líquido o auditoría o interventoría en el diseño de tuberías para el transporte de gas natural en estado gaseoso y líquido. Experiencia mínima de cinco (5) años.

3.2.3 Gasoductos

3.2.3.1 Capacidad Técnica

El interesado deberá acreditar una experiencia mínima en conjunto de las siguientes actividades, así:

- i. Diseño de gasoductos o auditoría o interventoría en el diseño de gasoductos.
- ii. Construcción o reparación o ampliación de gasoductos o auditoría o interventoría en la construcción o reparación o ampliación de gasoductos.
- iii. Supervisión o auditoría a sistemas de gestión de calidad de proyectos de infraestructura.
- iv. Licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o estructuración de estudios tendientes al licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditoría al proceso de licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditoría de la implementación de

Comentario [F5]: Se debería incluir estaciones compresoras-loops.

planes de manejo ambiental que resulten del licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura.

3.2.3.2 Capacidad de personal El interesado deberá contar con el personal necesario y suficiente para garantizar el correcto desarrollo de su actividad. No obstante, se deben identificar un mínimo de responsables de áreas que son fundamentales para esta labor, las cuales se presentan así:

- i. Director de Auditorías: un (1) profesional universitario graduado con experiencia en dirección de Interventorías o Auditorías. Experiencia mínima de ocho (8) años.
- ii. Un (1) ingeniero profesional universitario graduado con matrícula profesional vigente en las áreas de la ingeniería con experiencia en diseño y/o interventoría de diseño de gasoductos. Experiencia mínima de cinco (5) años.
- iii. Un (1) ingeniero: profesional universitario graduado con matrícula profesional vigente en las áreas de la ingeniería con experiencia en construcción o reparación o ampliación o interventoría o auditarla de construcción o reparación o ampliación de gasoductos. Experiencia mínima de cinco (5) años.
- iv. Un (1) profesional con experiencia en licenciamiento ambiental o estructuración de estudios tendientes al licenciamiento ambiental o en auditoría o Interventoría al proceso de licenciamiento ambiental de gasoductos o poliductos o propanoductos. No serán válidas experiencias exclusivas en la interventoría y/o auditoría de la implementación de planes de manejo ambiental. Experiencia mínima de cinco (5) años.
- v. Un (1) profesional con experiencia en sistemas de gestión de calidad de proyectos de infraestructura. Experiencia mínima de cinco (5) años.

Nota: Uno de los profesionales universitarios graduados relacionados en los numerales ii, iii, iv y v podrán ejercer el cargo de director de auditoría, lo anterior siempre y cuando el profesional acredite como mínimo tres (3) años de experiencia en dirección de interventorías o auditorías adicionales a los cinco (5) años exigidos

4. DOCUMENTACIÓN PARA ACREDITACIÓN DE EXPERIENCIA ESPECÍFICA DE LAS FIRMAS AUDITORAS.

- a) El interesado deberá certificar y/o acreditar una experiencia mínima de ocho (8) años en conjunto de las siguientes actividades:
 - i. Auditoría o interventoría del desempeño operativo de una FSRU.
 - ii. Auditoría o interventoría de pruebas de recibo de una FSRU.
 - iii. Auditoría o interventoría a sistemas de gestión de calidad de proyectos de infraestructura.
 - iv. Licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o estructuración de estudios tendientes al licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditoría al proceso de licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditarla de la implementación de planes de manejo ambiental que resulten del licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura.
- b) El interesado deberá presentar certificaciones de las experiencias de los profesionales definidos en los numerales 3.2.1.2, 3.2.2.2 y 3.2.3.2.
- c) El interesado deberá certificar y/o acreditar una experiencia mínima de ocho (8) años en conjunto de las siguientes actividades, así:
 - i. Diseño de puertos marinos o fluviales o auditoría o interventoría en diseño de puertos marinos o fluviales.
 - ii. Construcción o ampliación o adecuación o auditoría o interventoría de construcción o ampliación o adecuación de puertos marinos o fluviales.
 - iii. Operación de puertos marinos o fluviales o auditoría o interventoría de operación de puertos marinos o fluviales,

Comentario [F6]: Los literales a), b), c) y d) fueron tomados de los parámetros remitidos por la UPME.

- iv. Auditoría o interventoría en el diseño de tuberías para el transporte de gas natural en estado gaseoso y líquido.
 - v. Auditarla o interventoría en construcción o ampliación de tuberías para el transporte de gas natural en estado gaseoso y líquido.
 - vi. Auditoría o interventoría a sistemas de gestión de calidad de proyectos de infraestructura.
 - vii. Licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o estructuración de estudios tendientes al licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditoría al proceso de licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditoría de la implementación de planes de manejo ambiental que resulten del licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura.
- d) El Interesado deberá certificar y/o acreditar una experiencia mínima de ocho (8) años en conjunto de las siguientes actividades, así:
- i. Diseño de gasoductos o auditoría o interventoría en el diseño de gasoductos.
 - ii. Construcción o reparación o ampliación de gasoductos o auditoría o interventoría en la construcción o reparación o ampliación de gasoductos.
 - iii. Supervisión o auditoría a sistemas de gestión de calidad de proyectos de infraestructura.
 - iv. Licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o estructuración de estudios tendientes al licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditoría al proceso de licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditoría de la implementación de planes de manejo ambiental que resulten del licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura.
- e) Certificación y/o acreditación del Director de Auditorías descrito en los numerales 3.2.1.2, 3.2.2.2 y 3.2.3.2 en PMP.
- f) Certificado de existencia y representación legal expedido por la Cámara de Comercio del domicilio principal de la sociedad, con una vigencia menor a un (1) mes, en el cual se certifique sobre el objeto social vigente, de conformidad con lo previsto en la legislación comercial.
- g) Si se trata de persona jurídica extranjera, deberá acreditar su existencia y representación legal conforme a la legislación de su país de origen, con documentos cuya expedición no sea superior a noventa (90) días calendario contados a partir de la fecha de solicitud de documentos.
- h) Carta, firmada por el representante legal de la sociedad, en donde certifique no estar incurso en alguna de las causales de inhabilidad o incompatibilidad previstas en la Ley 80 de 1993, y en las demás normas que establezcan inhabilidades y/o incompatibilidades en el ejercicio de las funciones de auditoría, y las que las adicionen, modifiquen o complementen.
- i) Carta, firmada por el representante legal de la sociedad, en donde certifique que no ha tenido relación contractual o relaciones de interés con la firma auditada, en el año inmediatamente anterior al de la realización de la auditoría.
- j) Estados financieros auditados a 31 de diciembre de 2016 e indicadores financieros del numeral 3. Requisitos de las firmas auditoras, del presente documento.
- k) Diligenciamiento y suscripción por el representante legal de la información contenida en el Anexo 2-Declaración y control de LA-FT.

ANEXO 1. RESOLUCIÓN CREG 107-2017 _Artículos 23, 24 y 25.

Artículo 23. Auditoría. Todos los proyectos que se ejecuten bajo procesos de selección, o a través del transportador incumbente según se establece en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la presente Resolución, deberán contar con una firma auditora en los términos y condiciones aquí establecidos, la cual deberá ser seleccionada a partir de una lista de firmas auditoras elaborada por el CNOG.

El CNOG elaborará y publicará la lista de firmas auditoras de acuerdo con los parámetros y consideraciones que señale la UPME para tal fin. La lista será revisada por lo menos una vez al año y tendrá en cuenta los comentarios que la UPME emita sobre el desempeño, calidad y experiencia de los auditores.

El auditor seleccionado no podrá tener participación alguna con el adjudicatario del proyecto y sus contratistas, ya sea en calidad de matriz, filial, subsidiaria o subordinada, de acuerdo con lo dispuesto en la legislación.

La firma auditora será contratada por una fiducia y el contrato deberá tener una vigencia, por lo menos, hasta seis meses después de la FPO o de la FPO ajustada según se establece en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la presente Resolución. La fiducia será contratada por el adjudicatario, o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, y este entregará a la fiducia, al momento de suscribir el contrato, todos los recursos correspondientes al costo de la auditoría establecido por la UPME. Cuando haya ajustes en la FPO, según se establece en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la presente Resolución, y este ajuste de lugar a aumentar los costos de la auditoría, la UPME informará al adjudicatario, o al transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, y fijará el plazo para que este entregue a la fiducia los recursos para cubrir los costos adicionales de la auditoría.

El alcance de la auditoría exigida corresponderá a las obligaciones asignadas en el 0 de la presente Resolución. Su incumplimiento dará lugar a la terminación del contrato y a que la firma auditora sea excluida de la lista que elabora el CNOG.

Para seleccionar el auditor se tendrá en cuenta lo siguiente:

- a) De la lista de firmas auditoras publicada por el CNOG la UPME escogerá, mediante proceso competitivo, la firma auditora y su costo para cada proyecto.
- b) En los términos de referencia del proceso de selección la UPME dará a conocer el costo de la auditoría y el nombre del auditor con el objeto de que el proponente incluya dicho costo dentro de su oferta. Cuando se trate de proyectos de *IPAT* ejecutados como se establece en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la presente Resolución, la UPME informará a la CREG y al transportador incumbente el costo de la

auditoría y el nombre del auditor antes del plazo límite para el transportador incumbente establecido en el literal **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** del **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la presente Resolución.

- c) La minuta del contrato entre la fiducia y el auditor deberá acogerse a lo que para tales fines establezca la UPME y deberá contener las obligaciones del auditor establecidas en el 0 de la presente Resolución y en los documentos con los que se abra el proceso de selección.
- d) El adjudicatario, o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, deberá suscribir un contrato de fiducia, con una entidad debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, donde se definirá, entre otros aspectos, que la UPME es la entidad que autoriza los pagos al auditor.

Parágrafo. La primera lista de firmas habilitadas para desarrollar la auditoría de los proyectos deberá ser publicada por el CNOG dentro de los tres meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente Resolución.

Artículo 24. Obligaciones del auditor. El auditor seleccionado para el proyecto deberá radicar en las oficinas i) del MME, ii) de la UPME, iii) de la SSPD, iv) de la fiducia que contrató al auditor, y v) del adjudicatario o del transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, informes sin ambigüedades con mínimo la siguiente información:

- a) Un informe cada noventa (90) días calendario contados a partir del momento en que se legalice su respectivo contrato, donde se presente el resultado de verificación del cumplimiento del cronograma, de la curva S y de las características técnicas establecidos para el proyecto. El informe deberá explícitamente indicar el número de meses de atraso en números enteros según el cronograma y la curva S. Un atraso mayor o igual a 15 días calendario se contará como un mes, y un atraso menor a 15 días se contará como cero.

En caso de incumplimiento de requisitos técnicos del proyecto el informe deberá indicar las desviaciones en los requisitos respecto de las normas y estándares aplicables según el proyecto.

- b) Un informe final en donde certifique que el proyecto se ajusta a los requerimientos establecidos en el plan de abastecimiento, así como que el proyecto cumple lista de chequeo a satisfacción que demuestre que se encuentra listo para su entrada en operación.
- c) Cuando se configure un incumplimiento insalvable como se establece en el 0 de la presente Resolución, un informe de manera inmediata en donde se ponga en conocimiento tal situación. Este informe deberá acompañarse de un inventario de las obras ejecutadas e indicar el avance porcentual de cada una.

- d) Los demás informes que sobre temas específicos requieran el MME, o a quién este delegue, la SSPD o la UPME.

El MME, o a quien este delegue, y la SSPD podrán verificar que se esté dando cumplimiento al cronograma y a lo establecido en esta Resolución con relación a proyectos que se ejecuten a través de procesos de selección.

Con base en el informe del literal b) del presente Artículo, y dentro de los 10 días hábiles siguientes a la entrada en operación del proyecto, el CNOG expedirá un certificado de entrada en operación que remitirá al MME, a la UPME, a la SSPD, y al adjudicatario o al transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*.

Parágrafo. El adjudicatario, o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, deberán entregar al auditor toda la información que este requiera para el cumplimiento de sus obligaciones.

Artículo 25. Incumplimiento insalvable. Las situaciones que constituyen un incumplimiento insalvable y que obligan al auditor a informar respecto de la ocurrencia de ésta situación, son las siguientes:

- a) Abandono por parte del adjudicatario, o del transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, de la ejecución del proyecto, dado por la cesación no justificada de las actividades descritas en el cronograma detallado de las etapas de construcción del proyecto.
- b) Cuando en el informe de que trata el literal a) del **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la presente Resolución el auditor verifique que el adjudicatario, o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, omitió corregir desviaciones, identificadas en el informe previo, que no corresponden a las características del proyecto definido en el plan de abastecimiento adoptado por el MME y en los documentos de selección, siendo obligación de este hacerlo.
- c) Cuando en el informe de que trata el literal a) del **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la presente Resolución el auditor verifique que el adjudicatario, o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, no corrigió desviaciones en el proyecto, identificadas en el informe previo, que llevan a que las características técnicas de alguno de los activos del proyecto sean menores a las requeridas por los estándares y normas técnicas aplicables. Para el caso de proyectos de transporte de gas los estándares y normas técnicas aplicables se establecen en el numeral 6 del RUT, o aquellas normas que lo modifiquen o sustituyan.
- d) Cuando a la terminación del proyecto el auditor identifique que el proyecto ejecutado no coincide con los requerimientos exigidos en el plan de abastecimiento de gas y en los documentos de selección.

El suscrito, _____ identificado con _____ No. _____ obrando en _____ (nombre propio o en representación de) de _____ (nombre del representado), identificado con (CC/NIT) _____, declaro bajo la gravedad del juramento, sujeto a las sanciones establecidas en el Código Penal:

1. Que mis recursos (o los recursos de la persona natural o jurídica que represento) provienen de actividades lícitas y están ligados al desarrollo normal de mis/sus actividades, y que, por lo tanto, los mismos no provienen de ninguna actividad ilícita de las contempladas en el Código Penal Colombiano o en cualquier norma que lo sustituya, adicione o modifique.
2. Que yo (o la persona natural o jurídica que represento) no he/ha efectuado transacciones u operaciones consistentes en o destinadas a la ejecución de actividades ilícitas de las contempladas en el Código Penal Colombiano o en cualquier norma que lo sustituya, adicione, o modifique, o a favor de personas que ejecuten o estén relacionadas con la ejecución de dichas actividades.
3. Que los recursos informados como parte del proceso licitatorio no provienen de ninguna actividad ilícita de las contempladas en el Código Penal colombiano o en cualquier norma que lo modifique, adicione o sustituya.
4. Que la entidad que represento cumple con las normas sobre prevención y control al lavado de activos y financiación del terrorismo (LA/FT) que le resulten aplicables (de ser el caso), teniendo implementados las políticas, procedimientos y mecanismos de prevención y control al LA/FT que se derivan de dichas disposiciones legales
5. Que ni yo, ni la entidad que represento, ni sus accionistas, asociados o socios, sus representantes legales y miembros de la Junta Directiva, se encuentran en las listas internacionales vinculantes para Colombia de conformidad con el derecho internacional (listas de las Naciones Unidas) o en las listas de la OFAC, estando el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOGas, facultado para efectuar las verificaciones que considere pertinentes y para dar por terminada cualquier relación comercial o jurídica si verifica que me encuentro o que alguna de las personas mencionadas figura en dichas listas.
6. Que no existe contra mí o contra la entidad que represento ni sus accionistas, asociados o socios, sus representantes legales y sus miembros de la Junta Directiva, investigaciones o procesos penales por delitos dolosos, estando el CNOGas facultado para efectuar las verificaciones que considere pertinentes en bases de datos o informaciones públicas nacionales o internacionales y para dar por terminada cualquier relación comercial o jurídica si verifica que yo o alguna de las personas mencionadas tienen investigaciones o procesos, o existen informaciones en dichas bases de datos públicas que puedan colocar al CNOGas frente a un riesgo legal o de reputación.

7. Que en el evento en que tenga conocimiento de alguna de las circunstancias descritas en los dos párrafos anteriores, me comprometo a comunicarlo de inmediato al CNOGas.
8. Que con la firma del presente documento, se entiende que tanto yo como la persona natural o jurídica que represento, otorgamos nuestro consentimiento informado, y por lo tanto autorizamos al CNOGas a comunicar a las autoridades nacionales o de cualquiera de los países en los cuales el CNOGas realice operaciones, sobre alguna cualquiera de las situaciones en este documento descritas, así como a suministrar a las autoridades competentes de dichos países, toda la información personal, pública, privada o semiprivada que sobre mí o sobre la persona natural o jurídica que represento, ellas requieran. Así mismo, para que el CNOGas efectúe los reportes a las autoridades competentes que considere procedentes, exonerándola de toda responsabilidad por tal hecho.
9. Que toda la documentación e información aportada para el proceso licitatorio con el CNOGas es veraz y exacta, estando el CNOGas facultado para efectuar las verificaciones que considere pertinentes y para excluir a la persona natural o jurídica del proceso licitatorio.
10. Que ninguna otra persona natural o jurídica, tiene interés no legítimo en el contrato o negocio jurídico que motiva la suscripción de la presente declaración.
11. Qué conozco, declaro y acepto que el CNOGas está en la obligación legal de solicitar las aclaraciones que estime pertinentes en el evento en que se presenten circunstancias con base en las cuales el CNOGas pueda tener dudas razonables sobre mis operaciones o las operaciones de la persona natural o jurídica que represento, así como del origen de nuestros activos, evento en el cual suministraremos las aclaraciones que sean del caso. Si estas no son satisfactorias, a juicio del CNOGas, la autorizamos para dar por terminada cualquier relación comercial o jurídica.
12. Que, así mismo, autorizo al CNOGas para que, directamente o por intermedio de las personas que designe, verifique y confirme la información suministrada en los numerales 13 y 14 siguientes, incluyendo la efectiva aplicación del SISTEMA DE PREVENCIÓN Y CONTROL DE LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO al interior de nuestra entidad.
13. Que la entidad que represento (en adelante "LA ENTIDAD"), cuenta con un SISTEMA DE PREVENCIÓN Y CONTROL DE LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO, el cual cumple a cabalidad con las normas colombianas que le son aplicables.
14. Que, en desarrollo de lo afirmado en el numeral 13 anterior, CERTIFICO que:
 - a. LA ENTIDAD da cumplimiento a las normas y regulaciones colombianas relacionadas con la prevención y control al lavado de activos y el financiamiento del terrorismo que le son aplicables.

SI _____

NO _____

b. LA ENTIDAD cuenta con adecuadas políticas, manuales y procedimientos de prevención y control al lavado de activos y a la financiación del terrorismo, que dan cabal cumplimiento a las regulaciones vigentes que le son aplicables.

SI _____ NO _____

c. Ha estado involucrada LA ENTIDAD en investigaciones por violación a las leyes relacionadas con el Lavado de Activos y Financiación de Terrorismo.

SI _____ NO _____

d. Ha sido sancionada LA ENTIDAD o alguno de sus empleados o directivos por violación de las leyes relacionadas con el Lavado de Activos y Financiación de Terrorismo.

SI _____ NO _____

e. Los datos del oficial o empleado de cumplimiento de LA ENTIDAD:

Nombre: _____

Teléfono: _____

Correo electrónico: _____

Dirección: _____

f. Si alguna de las respuesta de los literales a) al d) anteriores es negativa, en razón de que usted, por normas legales, no está obligado a adoptar sistemas de LA/FT, marque una X en el campo correspondiente:

1. No estoy obligado por normas legales _____
2. Otra razón _____
3. Explique cuál razón _____

FIRMA (REPRESENTANTE LEGAL SI ES PERSONA JURIDICA)

NOMBRE

DOCUMENTO DE IDENTIFICACIÓN



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

ANEXO 2
Declaración de Prevención y Control LA/FT

**Septiembre 15 de
2017**

EMPRESA

5.8. Plan de trabajo CNOGas 2018.

Comentarios generales. Anualmente el Consejo aprueba temas técnicos para análisis de los mismos y recomendaciones a la CREG. Algunos de estos temas resultan de solicitud de la CREG y otros del interés propio del CNOGas. Algunos aspectos sobre este asunto:

- Los temas definidos en el Plan de Trabajo del CNOGas para el año 2018 tienen su origen en diferentes fuentes (Productores, Transportadores y Remitentes) y actividades desarrolladas por el Consejo. Consideran aspectos tales como:
 - ✓ Temas propuestos por los miembros del CNOGas.
 - ✓ Asignación de responsabilidades de la CREG en las diferentes resoluciones publicadas.

- En sesión del Comité técnico se definirá el cronograma y las prioridades para cada tema propuesto.

- A continuación propuesta de temas del Plan de Trabajo CNOGas para el año 2018 con cronograma indicativo.

CRONOGRAMA PLAN DE TRABAJO TEMAS CNOGas_2018 - INDICATIVO

ITEM	DESCRIPCIÓN COMPROMISOS	COMITÉ RESPONSABLE	CRONOGRAMA DE TRABAJO												ACTIVIDADES GENERALES A DESARROLLAR			
			ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC				
1	Agenda regulatoria de la CREG.	N.A.	Secretario Técnico												Seguimiento Resoluciones CREG+iniciativas del CNOGas a CREG			
2	Responsabilidad CNOGas Resolución CREG 107-2017, Listado firmas auditoras procesos UPME.	Comité técnico	ComTec.	CNOGas	CNOGas-CREG													
3	Responsabilidad CNOGas Resolución CREG 152-2017, Listado firmas auditoras calidad del gas.	Comité técnico							ComTec.	CNOGas	ComTec.	CNOGas	ComTec.	CNOGas				Comité técnico nombrado por el Consejo. Definir requisitos-criterios
4	Responsabilidad CNOGas Resolución CREG 155-2017, Requisitos técnicos firmas auditoras procesos UPME.	Comité técnico	ComTec.	CNOGas	ComTec.	CNOGas-CREG												
5	Código de Buen Gobierno.	Comité operativo																Pendiente definir por el Consejo acciones a seguir
6	Protocolo operativo Aseguramiento metrológico equipos DPHC- Recomendación a la CREG.	Comité técnico	ComTec.	CNOGas-CREG														Ajustar protocolo utilizado en pruebas de campo y proponer al Consejo
7	Reconstrucción de poder calorífico.	Comité técnico						ComTec	ComTec	CNOGas	ComTec	CNOGas	ComTec	CNOGas				Pendiente algunas definiciones por TGI
8	Tránsito al Sistema internacional de unidades.	Comité técnico	ComTec.	CNOGas	ComTec.	CNOGas	ComTec	CNOGas										Análisis impacto en empresas (Comité técnico) y definición acciones CNOGas
9	Modificación de los horarios de los ciclos de nominación en suministro y transporte.	Comité operativo			ComOp	CNOGas	CNOGas-CREG											Desarrollo y presentación al CNOGas para aprobación
10	Revisión modelos de los Acuerdos Operativos de Balance.	Comité operativo					ComOp	CNOGas	ComOp	CNOGas								Depende de lo previsto en la resolución definitiva del proyecto de Resolución CREG 066B-2016
11	Revisión efecto-implementación Resolución CREG-088-2015, en lo relacionado con: (i) Variaciones de salida, (ii) Desbalances acumulados y (iii) Afectaciones en SNT's-compensaciones.	Comité operativo							Com Op	CNOGas	Com Op	CNOGas						Análisis estadístico y presentación al CNOGas para definición de acciones
12	Coordinación gas-electricidad, Resolución CREG-088-2015.	Comité operativo									Com Op	CNOGas	Com Op	CNOGas				Trabajo interno CNOGas, previo a compartir con CNOE

5.9. Programa de reuniones ordinarias CNOGas 2018.

Comentarios generales. Con el propósito de disponer de fechas previstas de manera anticipada para las reuniones plenarias ordinarias del CNOGas durante el año 2018, se propone el siguiente calendario:

PROPUESTA PLAN DE REUNIONES ORDINARIAS CNOGAS AÑO 2018

ITEM	DESCRIPCIÓN ACTIVIDAD A DESARROLLAR	FECHAS PROPUESTAS	COMENTARIOS
1	Reunión ordinaria CNOGas No 138	Jueves 08 de febrero de 2017	Fechas y duración de las sesiones sujetas a ajuste, de ser requerido. El horario de las reuniones está previsto entre 10:00 a.m. hasta 01:00 p.m.
2	Reunión ordinaria CNOGas No 139	Jueves 12 de abril de 2017.	
3	Reunión ordinaria CNOGas No 140	Jueves 14 de junio de 2017.	
4	Reunión ordinaria CNOGas No 141	Jueves 09 de agosto de 2017.	
5	Reunión ordinaria CNOGas No 142	Jueves 11 de octubre de 2017.	
6	Reunión ordinaria CNOGas No 143	Martes 11 de diciembre de 2017.	

Solicitud aprobación CNOGas

Se solicita al Consejo aprobar los temas de los numerales 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7, 5.8 y 5.9 de la presente sesión CNOGas No 137, considerando el alcance de las propuestas realizadas.

En el acta de la presente sesión ordinaria CNOGas No 137 se redactarán los términos de la aprobación del Consejo para cada uno de los temas sometidos a su consideración.

6. TEMAS INFORMATIVOS

6.1. Avance procesos Aseguramiento Metrológico equipos DPHC.

Comentarios generales. El Comité técnico del CNOGas ha venido desarrollando un protocolo operativo para evaluar el desempeño de los analizadores de DPHC, con el propósito de realizar recomendaciones a la CREG para incorporar lo previsto en el protocolo operativo en la regulación. A continuación los hitos generales sobre este tema:

- El contrato suscrito con el CDT del Gas inició el pasado 20 de septiembre de 2017, con un plazo de ejecución de 5 meses.
- El Comité técnico en las sesiones realizadas el 19 de octubre y 09 de noviembre de 2017 culminó la estructuración del protocolo operativo para **“EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO A ANALIZADORES EN LÍNEA PARA MEDICIÓN DE PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO”**.
- Se remitieron sendas comunicaciones a Chevron y Ecopetrol informando acerca de las pruebas que se realizarían en campo en los analizadores en línea para medición de punto de rocío de hidrocarburos y solicitando algunos aspectos relacionados con la logística.
- Chevron y Ecopetrol atendieron los requerimientos y se dio inicio a las pruebas en Ballena y Cusiana-Cupiagua. Algunas notas generales:

- ✓ Las pruebas en Ballena se realizaron entre el 22 y 24 de noviembre, sin inconveniente alguno.
- ✓ Las pruebas en Cusiana-Cupiagua se realizaron entre el 29 de noviembre y 01 de diciembre, con algunos inconvenientes.
- ✓ Las muestras de gas tomadas en Ballena y Cusiana-Cupiagua fueron entregadas al CDT, de acuerdo con lo previsto.
- ✓ En las pruebas en Ballena participó personal de Chevron, TGI, Promigas y Gas Caribe y en Cusiana-Cupiagua, Ecopetrol, Gas Caribe y TGI.

❑ Se tiene previsto que el CDT entregue los resultados de los análisis cromatográficos de las muestras de gas tomadas en Ballena y Cusiana-Cupiagua alrededor del 22 de diciembre del presente año.

❑ El Comité técnico en sesión pendiente por programar analizará el resultado de (i) las pruebas en campo realizadas a los analizadores en línea de punto de rocío de hidrocarburos y (ii) los análisis cromatográficos de las muestras de gas tomadas en Ballena y Cusiana-Cupiagua. El resultado de este análisis se traducirá en el ajuste, de ser necesario, del protocolo operativo para **“EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO A ANALIZADORES EN LÍNEA PARA MEDICIÓN DE PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO”**.

Se espera presentar el protocolo operativo para aprobación del Consejo en la sesión plenaria ordinaria prevista para el mes de febrero de 2018.



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO PARA SISTEMAS DE ANÁLISIS DE PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO EN LÍNEA

1. INTRODUCCIÓN

Teniendo en cuenta que en los puntos de transferencia de custodia, principalmente entre productor y transportador, es muy importante el control de los parámetros de calidad de gas definidos en la regulación con la finalidad de garantizar la integridad y seguridad tanto de las líneas de transporte como de las redes de distribución, se proyectó dar inicio en el CNO-gas a un programa de evaluación de las diferentes prácticas actuales empleadas por los agentes para la confirmación del desempeño de los sistemas de análisis en línea instalados en los puntos de recibo.

Debido al requerimiento de diferentes agentes, el primer parámetro de calidad de gas a abordar corresponde a la temperatura de punto de rocío de hidrocarburo (HCDP por su sigla en inglés), por tal motivo, el protocolo descrito a continuación establece una metodología aplicable en la inspección y verificación de sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo, con la finalidad de determinar su desempeño e idoneidad para ser usado en aplicaciones de transferencia de custodia de gas natural.

2. OBJETIVOS

Con el desarrollo y validación del protocolo propuesto se busca dar cumplimiento a los siguientes objetivos:

- Definir requerimientos técnicos de instalación y operación para sistemas de análisis en línea de punto de rocío de hidrocarburos, incluyendo instalación de analizador, sistema de muestreo, regulación, calentamiento, etc.
- Establecer los requerimientos técnicos asociados a los materiales de referencia (MR) certificados que deben ser empleados en la evaluación de desempeño de los analizadores de punto de rocío de hidrocarburo, características del material de referencia: presión mínima, composición, exactitud en los componentes, certificación del valor de punto de rocío de hidrocarburo y EOS (ecuaciones de estado) aplicables para validación.
- Elaborar un protocolo para verificación de los sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo en línea empleando los MR (materiales de referencia) seleccionados.
- Con la aplicación del protocolo y el uso de los MR establecidos anteriormente se debe determinar el nivel de exactitud aplicable, expresado como error máximo permisible (EMP), en la medición de punto de rocío de

hidrocarburo con analizadores automáticos, de tal forma que se pueda garantizar la medición de punto de rocío de hidrocarburo dentro de los límites regulatorios con un nivel de confianza adecuado.

- A partir de los resultados del proceso de evaluación de desempeño consolidar un protocolo de verificación periódica para sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo, el cual debe contener los siguientes aspectos: características del MR (composición, exactitud, etc.), frecuencia de verificación, procedimiento de verificación y EMP aplicable.

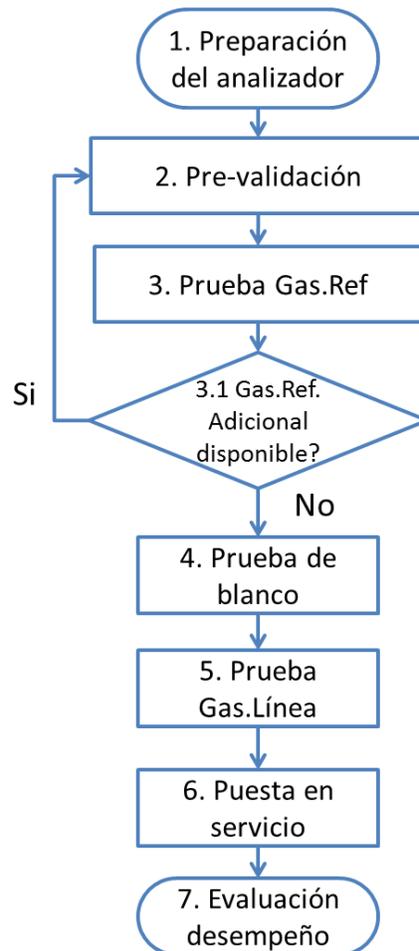
3. ALCANCE

Las especificaciones técnicas y los procedimientos contenidos en el presente protocolo son aplicables en la verificación del desempeño de sistemas de análisis en línea del punto de rocío hidrocarburos en gas natural empleando el método de espejo enfriado automático, los cuales se encuentran instalados en los sistemas de transferencia de custodia de gas natural entre productor y transportador, independiente de la marca, número de materiales de referencia disponibles y configuración del mismo.

4. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN Y VERIFICACIÓN

En la figura 1 se encuentra un diagrama de flujo con el procedimiento a seguir para lograr el objetivo de evaluación de desempeño de los sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo, lo cual comprende de manera general tres etapas.

Figura 1. Diagrama de flujo – Procedimiento de inspección y verificación



- Etapa de Inspección, correspondiente al numeral 1 de la figura 1. Mediante el desarrollo de esta etapa se busca establecer si el analizador, la instalación, configuración y condiciones operativas, se encuentran conformes de acuerdo con los estándares técnicos aplicables en cada aspecto. Con el cumplimiento de estos requerimientos se busca mantener bajo control los diferentes parámetros que podrían influir en la calidad de los resultados obtenidos.
- Etapa de toma de datos de prueba, correspondiente a los numerales 2 al 6 de la figura 1. Independiente de la cantidad de gases de referencia disponibles para la prueba, la aplicación de los numerales mencionados permiten obtener de manera sistemática y estructurada los resultados de medición del analizador que serían empleados posteriormente para la evaluación del desempeño.

- Etapa de verificación, numeral 7 de la figura 1. Posterior a la recopilación de los resultados de prueba se realiza la evaluación de la calidad de los mismos mediante comparación con los criterios de verificación aceptados. Para el caso particular de este protocolo, el objetivo de las diferentes pruebas realizadas es determinar los criterios de verificación válidos y aplicables para las condiciones encontradas en campo.

A continuación se describen cada uno de los numerales del procedimiento de inspección y verificación propuesto.

4.1 Preparación del sistema de análisis

Un sistema de análisis incorpora una selección y configuración de elementos complementarios aparte del analizador, por tal motivo se debe tener en cuenta que para la obtención confiable de una propiedad física o química representativa debe involucrar la totalidad de los elementos que conforman el sistema, entre los cuales se encuentran: sistema de muestreo, línea de conducción de la muestra, acondicionador de muestra, instrumentación, hardware, software e indicación.

En consideración a lo anterior, la aplicación del presente protocolo requiere que el sistema de análisis opere bajo condiciones específicas que incluyen el cumplimiento de los siguientes aspectos:

- Códigos eléctricos y de seguridad.
- Recomendaciones del fabricante.
- Condiciones operativas especificadas por el fabricante.
- Algoritmos de cálculo.
- Programas de mantenimiento y verificación.

A continuación se relacionan los diferentes parámetros a tener en cuenta en el proceso de preparación del analizador considerando los siguientes elementos: instalación, sistema de muestreo, configuración y gases de referencia. Los parámetros y condiciones encontradas en el proceso de preparación del sistema de análisis se deben registrar en la hoja correspondiente del Formato No. 1.

4.1.1 Instalación y configuración del analizador.

Con respecto a la instalación del analizador, durante la etapa de preparación del sistema de análisis se debe verificar y registrar en el Formato No. 1 (Hoja 1) los siguientes parámetros, considerando en cada caso las recomendaciones del fabricante:



*Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural*

- Flujo de la muestra.
- Flujo de la línea de purga.
- Presión de operación.
- Temperatura ambiente de operación.
- Instalación y suministro eléctrico.
- Tiempo de análisis configurado (debe ser inferior a 15 minutos).

Si alguno de los parámetros mencionados no se encuentra dentro de los límites establecidos por el fabricante, se debe proceder con el ajuste correspondiente y realizar el registro de los valores, tanto inicial como después de ajuste.

Adicional a los parámetros de configuración relacionados anteriormente, durante la etapa de preparación del sistema de análisis se deben registrar las siguientes condiciones operativas del analizador:

- Lecturas iniciales para los parámetros de medición, tanto temperaturas de punto de rocío como las presiones correspondientes.
- Estado de los filtros. En caso de requerirse cambio de los mismos por tiempo de uso o por evidencia de suciedad, no se debería continuar con la aplicación del protocolo hasta que las condiciones de los elementos no se hayan mejorado.
- Temperaturas en calentador y espejo.
- Estado de las alarmas de mayor impacto en la medición del equipo.
- Condición de funcionamiento de sensor de presión.

4.1.2 Sistema de muestreo.

El sistema de muestreo conformado por: toma muestra, válvulas, líneas de conducción de muestra, unidad de acondicionamiento, reguladores, filtros, manómetros, etc., debe cumplir los requisitos establecidos en API MPMS 14.1 “Natural Gas Fluids Measurement, Section 1: Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer” y/o ISO 10715 “Natural gas -- Sampling guidelines”.

En la tabla 1 se relacionan los parámetros más relevantes que se deben evaluar en la etapa de preparación del sistema de análisis del sistema de muestreo, considerando el respectivo valor requerido por la normativa aplicable; los valores encontrados en campo durante la verificación deben ser registrados en el Formato No. 1 (Hoja 2).

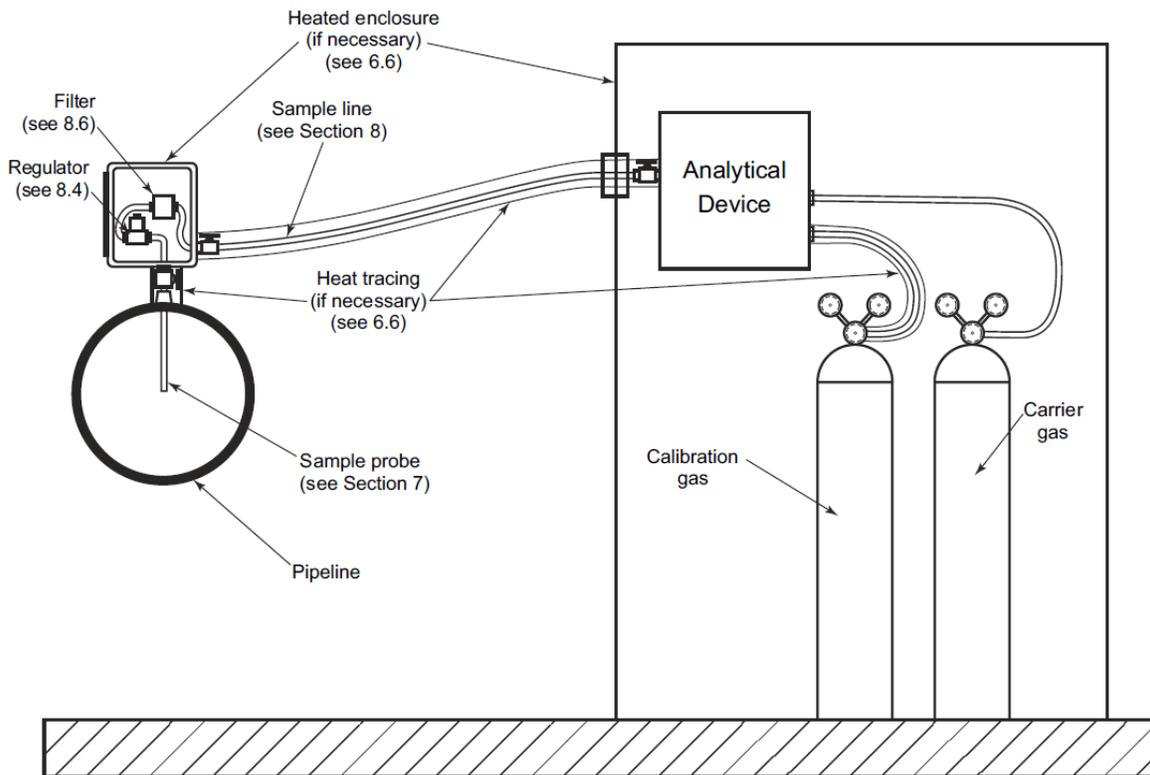
Tabla 1. Verificación sistema de muestreo

Parámetro	Valor requerido
La sonda de muestreo debe estar ubicada como mínimo 5D aguas abajo de la singularidad más cercana.	5D aguas abajo.
Longitud de inserción de la sonda dentro de la tubería, según API 14.1, numeral 8.1.	1/3 – 2/3 del diámetro de la tubería.
Longitud de la sonda, según API 14.1, numeral 7.4.1.	Ecuación numeral API 14.1 numeral 7.4.1
Sistema de muestreo debe contar con regulación calentada a una temperatura mínima de 75°F, la cual puede estar instalada con el analizador o en el punto de muestreo. Para el caso en el cual se haga la regulación con calentamiento en el punto de muestreo se debe colocar al tubing un sistema que garantice la temperatura de mínimo 75°F a la entrada del analizador.	Temperatura mínima a la entrada del analizador de 75°F.
El regulador de presión deberá cumplir con las recomendaciones del fabricante del analizador cuando éste forma parte integral del equipo. Cuando el regulador es externo al analizador, deberá garantizar una presión de salida dentro de los límites establecidos para la presión regulada, considerando las condiciones de presión de línea y de caudal requerido por el sistema (Flujo de muestra y by-pass).	El regulador de presión deberá cumplir con las recomendaciones del fabricante del analizador.
La longitud máxima de las líneas de tubing debe garantizar una muestra representativa en el analizador del gas que pasa por la tubería, siguiendo lo establecido en API 14.1,	Garantizar el tiempo en el cual la muestra representativa llega

Parámetro	Valor requerido
numeral 8.1.	al equipo para su análisis.

En la figura 2 se encuentra la configuración típica de un sistema de muestreo continuo de gas para análisis en línea.

Figura 2. Configuración típica sistema de muestreo de gas en línea



4.1.3 Presión regulada.

La presión con la cual se regula la muestra de gas que llega al analizador debe ser tal que permita la medición de temperatura de punto de rocío cercana al punto cricóndentérmico del gas, con una diferencia teórica que no puede ser mayor a 1°F (1,8°C).

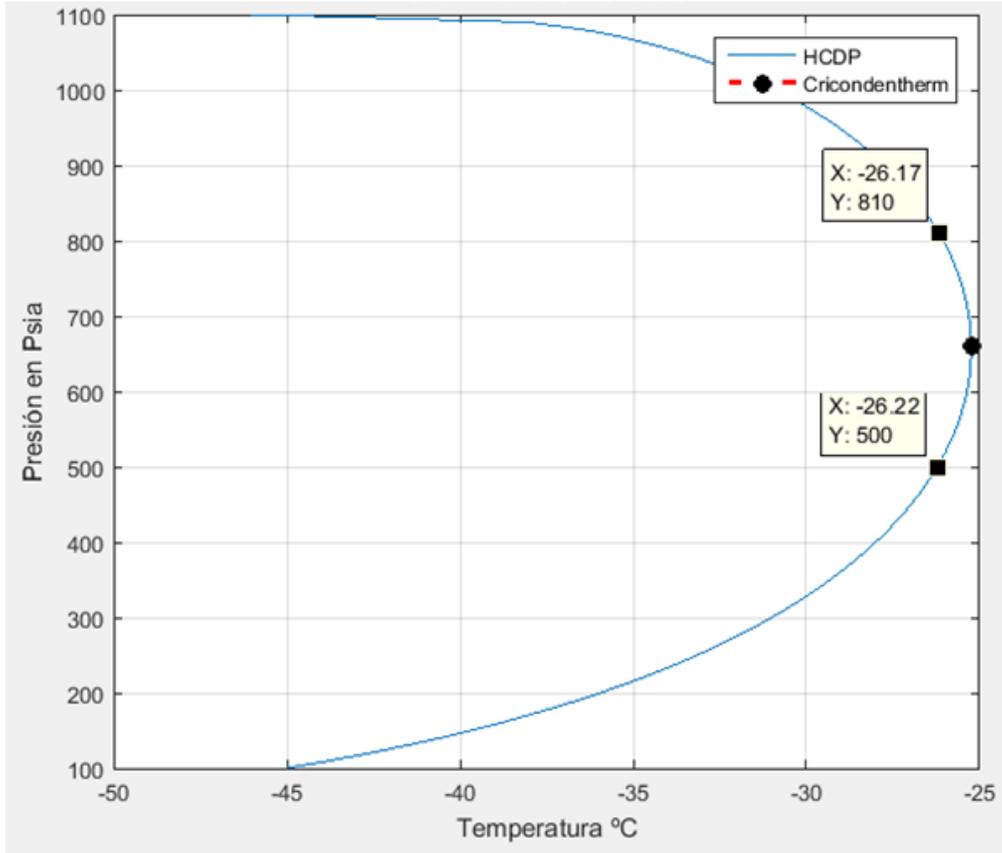
En la tabla 3 se relacionan los diferentes parámetros que se deben verificar cuando se está validando la presión regulada en un sistema de análisis durante la etapa de preparación del sistema. Los valores obtenidos en campo para cada uno de los parámetros deben ser registrados en el Formato No. 1 (Hoja 2).

Tabla 3. Verificación presión regulada

Parámetro	Valor requerido
El método empleado para la validación de la Temperatura cricondentérmica y su correspondiente presión de regulación se realizará empleando SRK como ecuación de estado y cromatografía extendida como entrada.	SRK (ecuación de estado) y cromatografía extendida.
El intervalo de presión seleccionado para la regulación a la entrada del analizador debe permitir cálculo teórico de la temperatura cricondentérmica con una variación máxima menor a un 1°F (1.8°C).	Verificación en campo empleando diagrama de fase correspondiente (ver Figura 3).
La presión media para el ajuste del sistema de regulación debe ser validada con una frecuencia anual.	Valor medio de presión ajustado.

La figura 3 se muestra como ejemplo un esquema de la selección del margen de presión que podría utilizarse (entre 500 y 810 psia) para que la diferencia teórica entre el punto de rocío de hidrocarburo a la presión seleccionada y el punto cricondentérmico sea inferior a 1°F (1,8°C).

Figura 3. Diagrama de fase – selección de presión regulada



4.1.4 Gases de referencia

En la tabla 2 se encuentran los parámetros que deben evaluarse en la etapa de preparación del sistema de análisis con respecto al gas de referencia empleado en la verificación del analizador. Los valores encontrados en campo durante la verificación deben ser registrados en el Formato No. 2. Adicionalmente, en el Formato No. 2 mencionado se debe incluir los aspectos más importantes que identifican el gas de referencia: proveedor, serial cilindro, identificación certificado, fecha de fabricación, periodo de validez, temperatura cricondentérmica, etc.

Tabla 2. Verificación gas de referencia

Parámetro	Valor requerido
La presión máxima de llenado del cilindro debe ser tal que durante su transporte, almacenamiento y uso no se presente condensación.	No condensación. Verificado a través de diagrama de fase.

Parámetro	Valor requerido
Si la regulación con calentamiento no se realiza a la entrada del analizador, se debe regular y calentar dicha muestra hasta mínimo 75°F.	75°F
El nivel de exactitud para GN sintético debe ser similar al establecido en NTC 6167 para los gases a emplear en los cromatógrafos.	NTC 6167 o GPA 2198.
El gas de referencia debe ser preparado de acuerdo con ISO 6142 y certificado de acuerdo con los lineamientos dados en ISO 6141.	ISO 6141 e ISO 6142
El certificado del gas de referencia debe contar con el valor de temperatura cricondentérmica aplicando la ecuación de estado SRK.	Valor de temperatura cricondentérmica certificado
El certificado debe contar con unidades en sistema inglés (Ej. BTU's, PIES ³ , °F, PSIG) y las condiciones de referencia deben ser: 14,65 PSIA y 60°F.	Sistema inglés y @ condiciones
El gas de referencia debe encontrarse en su periodo de validez al momento de desarrollar las pruebas.	Gas de referencia válido para su uso durante las pruebas

Los parámetros relacionados en la Tabla 2 deben ser verificados de manera individual para cada uno de los gases de referencia disponibles para el desarrollo de las pruebas, identificando en la casilla “consecutivo” la identificación del cilindro de prueba.

Si el gas de referencia no cumple con la totalidad de los parámetros relacionados en la tabla no se debería emplear en la ejecución de las etapas posteriores.



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

4.2 Prevalidación

Cuando un analizador es instalado inicialmente y después de haberse realizado un mantenimiento mayor, se debe realizar una prueba de diagnóstico para demostrar que el analizador cumple las especificaciones del fabricante o las condiciones de desempeño históricas. Esta prueba de diagnóstico puede requerir el ajuste del analizador para proporcionar un nivel de respuesta predeterminado de acuerdo con el material de referencia empleado. El ajuste puede realizarse mediante Hardware, Software, o la combinación de los dos.

En un sistema que se encuentra en operación, el diagnóstico puede realizarse mediante una prueba de blanco, para lo cual se deben tener en cuenta las siguientes condiciones:

- Se debe emplear nitrógeno grado 5 como blanco. No se debe emplear gas con calidad diferente debido a que esto puede alterar considerablemente el resultado de las mediciones.
- Permitir un periodo de estabilización en el cual el nitrógeno debe fluir a través del analizador por un tiempo de entre 30 a 40 minutos, la presión con la cual ingresa el nitrógeno al analizador debe encontrarse entre 30 y 50 psig.
- Una vez transcurrido el periodo de estabilización, se deben registrar las lecturas de temperatura de rocío entregadas por el analizador.
- Si en tres lecturas de temperatura de rocío consecutivas se obtienen valores inferiores a 5°F (-15°C) se da por terminada la prueba de diagnóstico con resultado Satisfactorio y se procede con la prueba con gas de referencia.
- Si las tres lecturas de temperatura de rocío consecutivas presentan valores superiores a 5°F (-15°C) se da por finalizada la prueba con resultado No Satisfactorio. En tal caso se deberá proceder a realizar un mantenimiento del analizador considerando las recomendaciones del fabricante.

Los resultados correspondientes a las pruebas de diagnóstico en la etapa de prevalidación deben ser registrados en el Formato No. 3, indicando si fue necesario realizar alguna etapa de ajuste con gas de referencia o mantenimiento de los elementos sensores.

4.3 Prueba con gas de referencia

Una vez la prevalidación del sistema de análisis entrega resultados satisfactorios durante la prueba de diagnóstico se procede con el desarrollo de la prueba con gas de referencia.

En el desarrollo de las pruebas con gas de referencia se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- El gas de referencia a emplear debe haberse validado con resultados satisfactorios de acuerdo con lo establecido en el numeral 4.1.3.
- La conexión del gas de referencia al analizador e debe realizar teniendo en cuenta las consideraciones de regulación de presión descritas en el numeral 4.1.4.
- Se debe mantener el gas de referencia instalado lo más cerca posible al analizador.
- Ajustar el flujo de gas de referencia al analizador de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, buscando el mínimo flujo que permita una operación confiable del analizador optimizando la cantidad de gas disponible en el cilindro.
- Registrar en el Formato No. 3 los parámetros iniciales de prueba: flujo de gas de referencia al analizador, presión en el cilindro de gas de referencia y presión regulada.
- Permitir el paso de gas de referencia a través del analizador confirmando que el equipo se encuentra operativo.
- Tomar 10 lecturas de temperatura de rocío de hidrocarburo entregadas por el analizador, así como la presión de gas correspondiente; dichos valores deben ser registrados en el Formato No. 3 verificando que se haya identificado inequívocamente el gas de referencia asociado a estos resultados.
- De estas 10 lecturas, las primeras 3 serán consideradas como periodo de estabilización y por lo tanto no se tendrán en cuenta para la evaluación estadística posterior.

4.3.1 Pruebas adicionales con gas de referencia

En caso de contarse con más de un gas de referencia certificado que cumpla con las condiciones señaladas en el numeral 4.1.3, se procederá con la aplicación de las etapas 2 y 3 registradas en el diagrama de flujo (Figura 1), las cuales se encuentran descritas en los numeral 4.2 y 4.3.

Para cada prueba con gas de referencia se deberán registrar los resultados tanto de la prevalidación como de la prueba con gas de referencia en formatos separados (Formato No. 3). Una vez completadas las pruebas con todos los gases disponibles se continúa con la ejecución de las pruebas con gas de línea, lo cual se encuentra descrito en el diagrama de la figura 1 a partir de la etapa 4.

4.4 Prueba de blanco

Con la finalidad de purgar del analizador cualquier residuo de gas de referencia que pueda afectar las lecturas del gas de línea se realiza una prueba de blanco como la descrita en la etapa de prevalidación, la cual considera los siguientes aspectos:

- Se debe emplear nitrógeno grado 5 como blanco. No se debe emplear gas con calidad diferente debido a que esto puede alterar considerablemente el resultado de las mediciones.
- Permitir un periodo de estabilización en el cual el nitrógeno debe fluir a través del analizador por un tiempo de entre 30 a 40 minutos, la presión con la cual ingresa el nitrógeno al analizador debe encontrarse entre 30 y 50 psig.
- Una vez transcurrido el periodo de estabilización, se deben registrar las lecturas de temperatura de rocío entregadas por el analizador.
- Si en tres lecturas de temperatura de rocío consecutivas se obtienen valores inferiores a 5°F (-15°C) se da por terminada la prueba de blanco con resultado Satisfactorio y se procede con la prueba con gas de línea.
- Si las tres lecturas de temperatura de rocío consecutivas presentan valores superiores a 5°F (-15°C) se da por finalizada la prueba con resultado No Satisfactorio. En tal caso se deberá proceder a realizar un mantenimiento del analizador considerando las recomendaciones del fabricante.

4.5 Prueba con gas de línea

La prueba con gas de línea tiene por objeto la recopilación de información del comportamiento del analizador con gases reales, diferentes a las mezcla de gases de referencia, ya que estas últimas carecen de ciertos compuestos hidrocarburos que se encuentran presentes de forma natural en el gas transportado en las tuberías. Dicho comportamiento del analizador será contrastado posteriormente con los valores teóricos obtenidos a partir del análisis cromatográfico extendido realizado al gas de línea.

En consideración a lo anterior, la prueba con gas de línea se divide en dos etapas: toma de lecturas de temperatura de rocío de hidrocarburo del gas de línea con analizador y en laboratorio a partir de muestras tomadas en campo.

4.5.1 Prueba gas de línea con analizador

En el desarrollo de las pruebas con gas de línea se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se deben mantener las condiciones verificadas durante la preparación del sistema de análisis, particularmente en lo relacionado en los numerales 4.1.1 Instalación y configuración del analizador, 4.1.2 sistema de muestreo y 4.1.4 presión regulada.

- Verificar y registrar en el Formato No. 2 las condiciones de operación del analizador: presión regulada y flujo de muestra. Lo anterior teniendo en cuenta las recomendaciones del fabricante.
- Permitir el paso de gas de línea a través del analizador confirmando que el equipo se encuentra operativo y sin alarmas de funcionamiento que puedan afectar la exactitud de las lecturas.
- Tomar 10 lecturas de temperatura de rocío de hidrocarburo entregadas por el analizador, así como la presión de gas, registrando dichos valores en el Formato No. 2.
- De estas 10 lecturas, las primeras 3 serán consideradas como periodo de estabilización y por lo tanto no se tendrán en cuenta para la evaluación estadística posterior.

4.5.2 Prueba gas de línea en laboratorio

Para el desarrollo de la segunda etapa de la prueba con gas de línea, correspondiente al análisis cromatográfico extendido en laboratorio (C10+), se requiere realizar la toma de muestra y contra muestra del gas de línea que fue medido por el sistema de análisis de acuerdo con lo descrito en el numeral 4.5.1.

El análisis cromatográfico de las muestras se deberá desarrollar en un laboratorio acreditado de acuerdo con el estándar ISO/IEC 17025 para la realización de ensayos de cromatografía aplicando la norma GPA 2286 “Method for the Extended Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Temperature Program Gas Chromatography”. Con los resultados del análisis cromatográfico se obtendrán los diferentes valores teóricos de punto de rocío de hidrocarburo empleando la ecuación de estado SRK, valores que serán posteriormente contrastados con los resultados obtenidos en el numeral 4.5.1 “prueba de gas de línea con analizador”.

Con la finalidad de obtener muestras de gas representativas de la línea, en el proceso de muestreo se deben seguir los lineamientos descritos en las normas ISO 10715 “Natural gas - Sampling guidelines” y API MPMS 14.1 “Collecting and handling of natural gas samples for custody transfer”, particularmente en lo relacionado con alistamiento de los cilindros, conexión, procedimiento de muestreo y manejo de las muestras.

4.1 Puesta en servicio

Considerando que las pruebas se desarrollarán sobre analizadores en línea que hacen parte de sistemas de transferencia de custodia entre productores y transportadores, se debe garantizar que al finalizar el desarrollo de las actividades el sistema de análisis de punto de rocío de hidrocarburo se encuentra operativo,



*Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural*

con los parámetros recomendados por el fabricante y reportando señales al productor y transportador, según aplique.

Como parte del protocolo de puesta en servicio del sistema de análisis de punto de rocío de hidrocarburo, se deben registrar en el Formato No. 2 los diferentes parámetros operativos con los cuales se deja en funcionamiento.

4.2 Evaluación de desempeño

La etapa final del proceso de evaluación de desempeño para los sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo, consiste en verificar si las lecturas del analizador, considerando las incertidumbres de cada registro, se encuentran dentro del límite de error máximo permisible aplicable para el control del parámetro de calidad de gas.

No obstante, dado el alcance del presente protocolo, la evaluación de desempeño se limitará a la determinación de los errores de medición considerando las incertidumbres asociadas en cada caso.

5. DETERMINACIÓN DEL EMP

Teniendo en cuenta los objetivos del presente protocolo, con los resultados del mismo se determinará el error máximo permisible (EMP) que podría ser razonablemente atribuible en el proceso de verificación de sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburos en gas natural empleando el método de espejo enfriado automático

Para el tratamiento de los datos recopilados durante las pruebas, así como la determinación de errores y estimación de incertidumbre se seguirán las recomendaciones dadas en ISO 10723 “Natural gas - performance evaluation for analytical systems” y ASTM D3764 “Standard Practice for Validation of the Performance of Process Stream Analyzer Systems”

CNO Gas	Evaluación de desempeño para sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo en línea.	Formato 1
		Hoja 1 / 2

ID Sistema:

Fecha:

Datos generales de la prueba

Sistema de transferencia de custodia	Ubicación del sistema:	<input type="text"/>
	Agente Productor:	<input type="text"/>
	Agente Transportador:	<input type="text"/>
	Agente acompañante:	<input type="text"/>

Datos del analizador	Marca:	<input type="text"/>
	Modelo:	<input type="text"/>
	Serial / TAG:	<input type="text"/>
	Principio de medición:	<input type="text"/>

Instalación y configuración del analizador

	Parámetro	Fabricante		Configurado en campo	Evaluación
		Mín	Máx		
Recomendaciones fabricante	Caudal muestra (Qm) []	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
	Flujo línea de purga []	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
	Presión de operación []	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
	Temperatura ambiente []	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
	Temperatura espejo []	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
	Suministro eléctrico []	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
	Tiempo de análisis (ta) []	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

	Parámetro	AF	Ajuste (S/N)	AL
Ajuste de condiciones operativas	Caudal bypass []	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
	Tiempo de análisis (ta) []	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
	HCDP: []	<input type="text"/>	Presión @hcdp: []	<input type="text"/>
	Observaciones:			

Condiciones operativas (estado de otros elementos)	Sensor de presión:	<input type="text"/>
	Filtros:	<input type="text"/>
	Alarmas:	<input type="text"/>

CNO Gas	Evaluación de desempeño para sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo en línea.	Formato 1
		Hoja 2 / 2

ID Sistema:

Fecha:

Sistema de muestreo

	Parámetro	Evidencia en Campo
Configuración sistema de muestreo	Diámetro de la tubería (D):	[]
	Diámetro sonda de muestreo (d):	[]
	Diámetro tubing línea de muestreo (dt):	[]
	Longitud tubing línea de muestreo (Lt):	[]
	Caudal de muestra, incluido bypass (Qm):	[]
	Tiempo de análisis configurado - AL (ta):	[]
Configuración sistema de regulación	Ubicación sistema regulación (inicio/fin):	
	Presión gas de línea:	[]
	Temperatura gas de línea:	[]
	Regulador con calentamiento (S/N):	
	Línea de muestra con aislante (S/N):	
	Línea de muestra con calentamiento (S/N):	
	Temperatura gas entrada analizador:	[]
Presión de gas entrada analizador:	[]	

	Requerimiento	Evidencia	Evaluación
Verificación de parámetros	Localización sonda muestreo:	$\geq 5 \cdot D$	
	Longitud de inserción sonda:	API 14.1 - 8.1	
	Longitud sonda de muestreo:	API 14.1 Tabla 1	
	Temperatura muestra entrada:	$\geq 75^{\circ}F$	
	Muestra representativa:	f(Qm,dt, Lt, ta)	
	$\Delta P @ T.Cric (1^{\circ}F/1,8^{\circ}C)$	EOS SRK	

Diagrama de la instalación

Participantes	Por Productor:	<input type="text"/>
	Por Transportador:	<input type="text"/>
	Agente acompañante:	<input type="text"/>

CNO Gas	Evaluación de desempeño para sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo en línea.	Formato 2
		Hoja 1 / 1

ID Sistema:

Fecha:

Consecutivo:

Gases de referencia

	Parámetro	Evidencia en Campo
Identificación del gas de referencia	Serial / ID certificado:	
	Presión de llenado:	[]
	Fabricante:	
	Fecha de elaboración:	
	Periodo de validez:	

	Requerimiento	Evidencia	Evaluación
Verificación de parámetros	Si el analizador no cuenta con regulación y calentamiento, se debe regular y calentar dicha muestra hasta mínimo 75°F.		
	El nivel de exactitud para GN sintético debe ser similar al establecido en NTC 6167 o en su defecto GPA 2198.		
	El gas de referencia debe ser preparado de acuerdo con ISO 6142.		
	El gas de referencia debe ser certificado de acuerdo con los lineamientos dados en ISO 6141.		
	Unidades del certificado en sistema inglés (BTU's, ft3, °F, PSIG) y condiciones de referencia deben ser: 14,65 PSIA y 60°F.		
	La P.max de llenado del cilindro debe ser tal que durante su transporte, almacenamiento y uso no se presente condensación.		
	El certificado del gas de referencia debe contar con el valor de temperatura cricondentérmica aplicando la ecuación de estado SRK.		

Observaciones	
----------------------	--

Participantes	Por Productor:	
	Por Transportador:	
	Agente acompañante:	

CNO Gas	Evaluación de desempeño para sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo en línea.	Formato 3
		Hoja 1 / 1

ID Sistema:

Fecha:

Consecutivo:

	Parámetro	Evidencia en Campo
Identificación gases	Gas de referencia (GN sintético / GN línea*):	
	Identificación cilindro (de ref. o muestreo):	
	T cricondentérmica de ref (valor aprox graf.):	[]
	Gas prevalidación - prueba de blanco (tipo / ID):	

Prevalidación / prueba de blanco

	Parámetro	Evidencia en Campo
Parámetros de prueba	Presión del gas entrada analizador:	[]
	Flujo de muestra cnonfigurado:	[]
	Hora de inicio periodo de estabilización:	
	Hora fin periodo de estabilización:	
	Tiempo total de estabilización:	[]

	Lectura 1	Lectura 2	Lectura 3	Criterio de Evaluación
T. hcdp	[]	[]	[]	T < 5°F (-15°C) resultado satisfactorio
P. @hcdp	[]	[]	[]	

Observaciones	
----------------------	--

Prueba con gas de referencia (GN sintético / GN línea)

	Parámetro	Evidencia en Campo
Parámetros de prueba	Evaluación instalación-configuración (F1 / H1)	
	Evaluación sistema de muestreo (F1 / H2)	
	Evaluación gas de referencia (F2 / H1)	
	Flujo de gas de referencia al analizador:	[]
	P. gas de referencia antes de regulación:	[]

Lecturas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Temp []										
Presión []										

Observaciones	
----------------------	--

Participantes	Por Productor:	
	Por Transportador:	
	Agente acompañante:	

6.2. Modificaciones plataforma SIMI.

Comentarios generales. Mediante la Resolución CREG 147-2015 la Comisión encargó al CNOGas de administrar y gestionar los mantenimientos del sector gas, bajo los lineamientos previstos en la mencionada resolución. El CNOGas, a su costo, implementó una herramienta informática para cumplir con la función encomendada, plataforma diseñada por Concentra Inteligencia en Energía y denominada SIMI-Sistema de Información de Mantenimientos e Intervenciones. En algunos casos ha sido necesario mejorar esta herramienta.

- En la sesión COMI del 08 de noviembre del año en curso, los miembros de este comité solicitaron modificar en el SIMI los siguientes elementos:
 - ✓ en la parte del balance la siguiente información: (i) En oferta de Otros Costa discriminarla en a. Gas planta de regasificación, b. Hocol y c. Otros campos (aquí se agrupará el gas de Bullerengue, Tucurinca y otros de la Costa, (ii) En oferta Otros Interior discriminarla en a. Campo El Difícil y b. Otros campos (aquí se agruparán campos menores del Interior, (iii) Arianna, cambiarla por Gas Canacol Energy.
 - ✓ En la parte del programa de mantenimientos en la tabla de diálogos que aparece con la información de cada mantenimiento, revisar si es posible incluir TODA la información del perfil de suministro o transporte declarado por el agente.
- Concentra informó al CNOGas que los cambios solicitados tendrían un costo de \$1.000.000 (Un millón de pesos m/cte) + IVA, el cual fue aprobado.

A esta fecha los cambios se encuentran operativos y en uso por los miembros del COMI.

7. PROPOSICIONES Y VARIOS

Convocatorias Gas Natural

Unidad de Planeación Minero Energética

Subdirección de Hidrocarburos

Diciembre 2017

TABLA DE CONTENIDO

- Antecedentes.
- Cronogramas
- Planta Regasificación Bahía de Buenaventura.
- Gasoducto Buenaventura – Yumbo.
- Auditor o Interventor.

ANTECEDENTES

GASODUCTO

Consortio Delvasto Echevarria - HNA

- Documento de selección del inversionista con la ingeniería conceptual del gasoducto Buenaventura - Yumbo.
- Documento con posibilidades y condicionantes de tipo ambiental (alertas tempranas) específicamente en los medios biótico, biótico y socioeconómico.
- Especificaciones Plan de Calidad.

PLANTA DE REGASIFICACIÓN

Consortio Sener Pacífico (Sener España – Sener Colombia).

- Documento de selección del inversionista con la ingeniería conceptual del esquema tecnológico de la planta de regasificación en la bahía de Buenaventura.
- Documento con posibilidades y condicionantes de tipo ambiental (alertas tempranas) específicamente en los medios biótico, biótico y socioeconómico.
- Especificaciones Plan de Calidad.

CRONOGRAMA

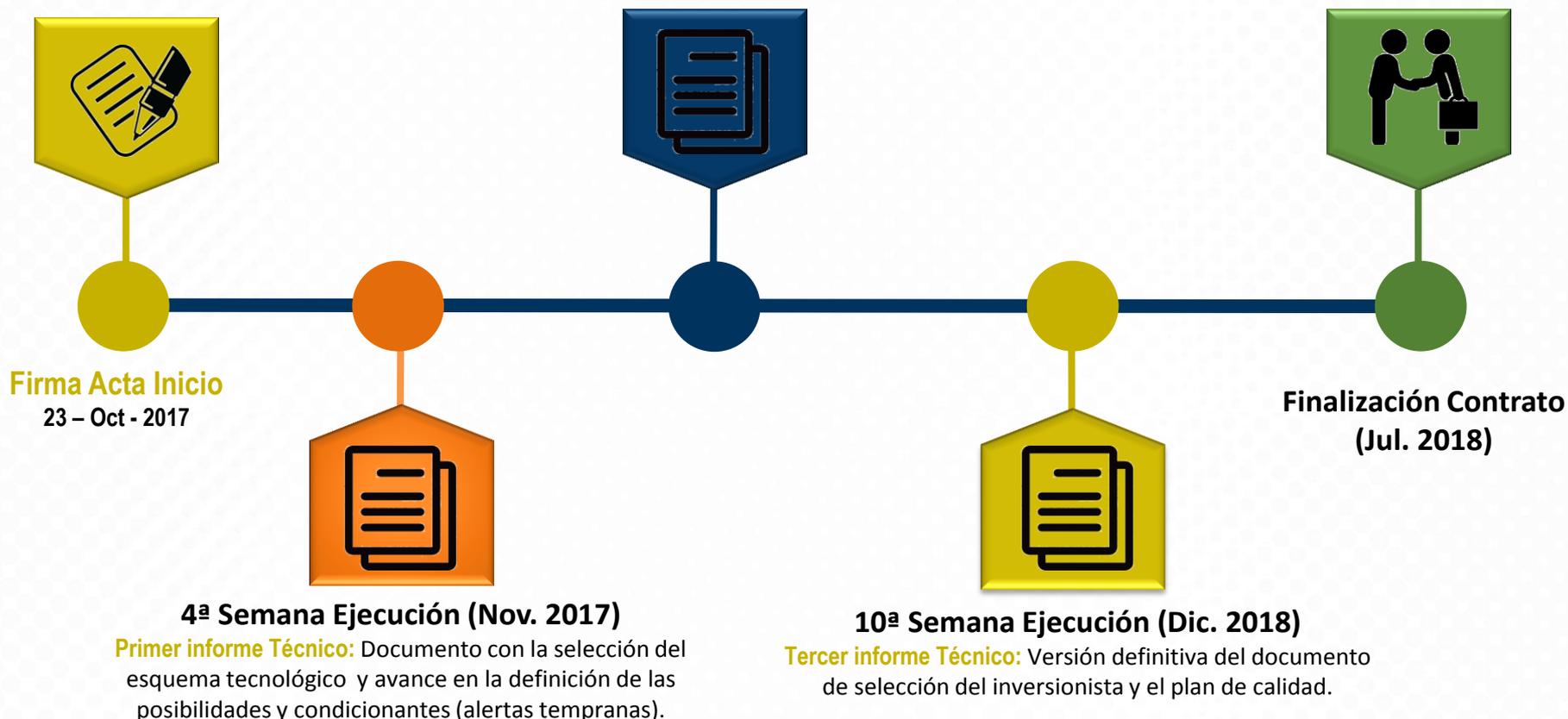
INGENIERIA CONCEPTUAL PLANTA REGASIFICACION Y ELABORACIÓN DSI

8ª Semana Ejecución (Dic. 2017)

Segundo informe Técnico: Documento borrador de selección del inversionista para comentarios, con la definición de las posibilidades y condicionantes (alertas tempranas).

25ª, 35ª y 40ª Semana Ejecución (Ene. – Jul. 2018)

Informes Acompañamiento Convocatoria: Actividades realizadas en el acompañamiento en el desarrollo de las convocatorias.



CRONOGRAMA

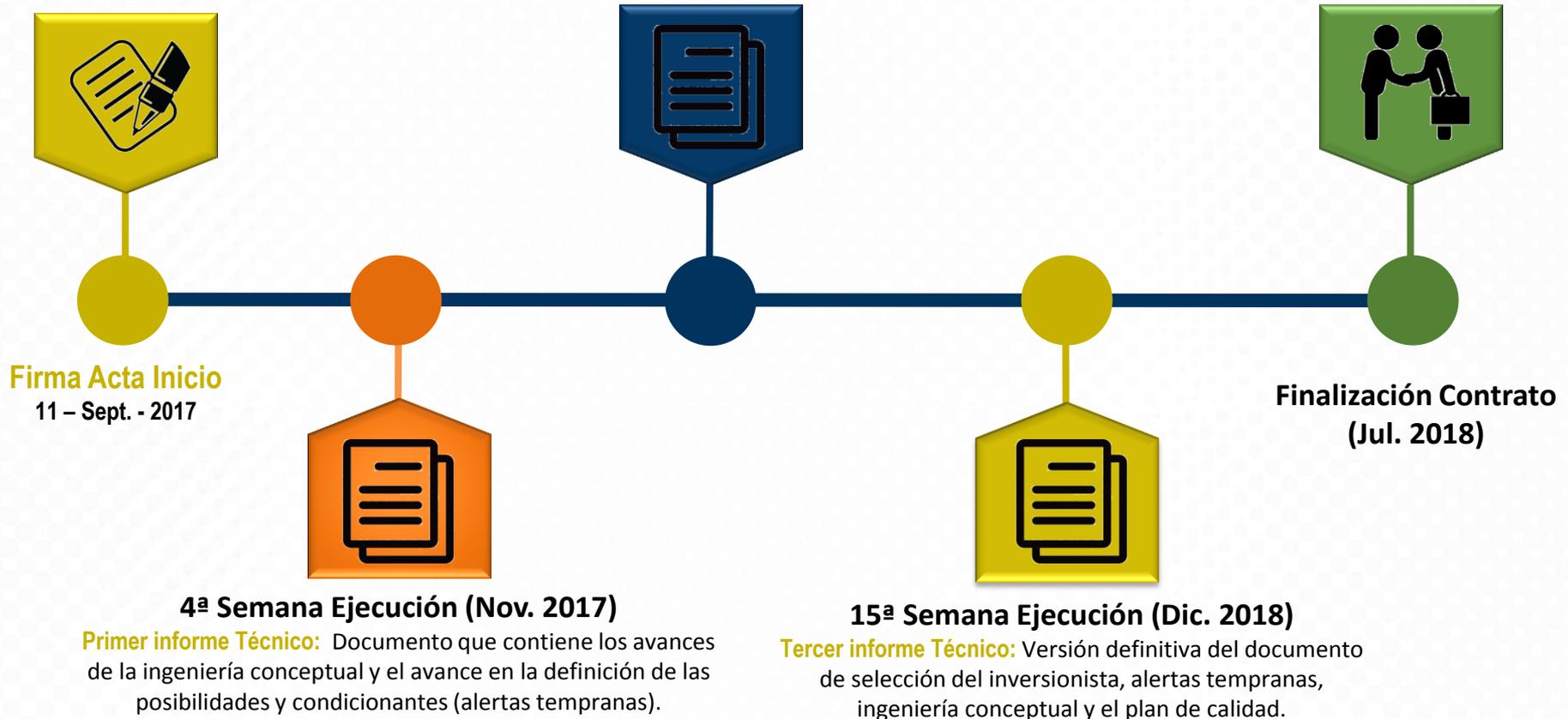
INGENIERIA CONCEPTUAL GASODUCTO Y ELABORACIÓN DSI

10ª Semana Ejecución (Dic. 2017)

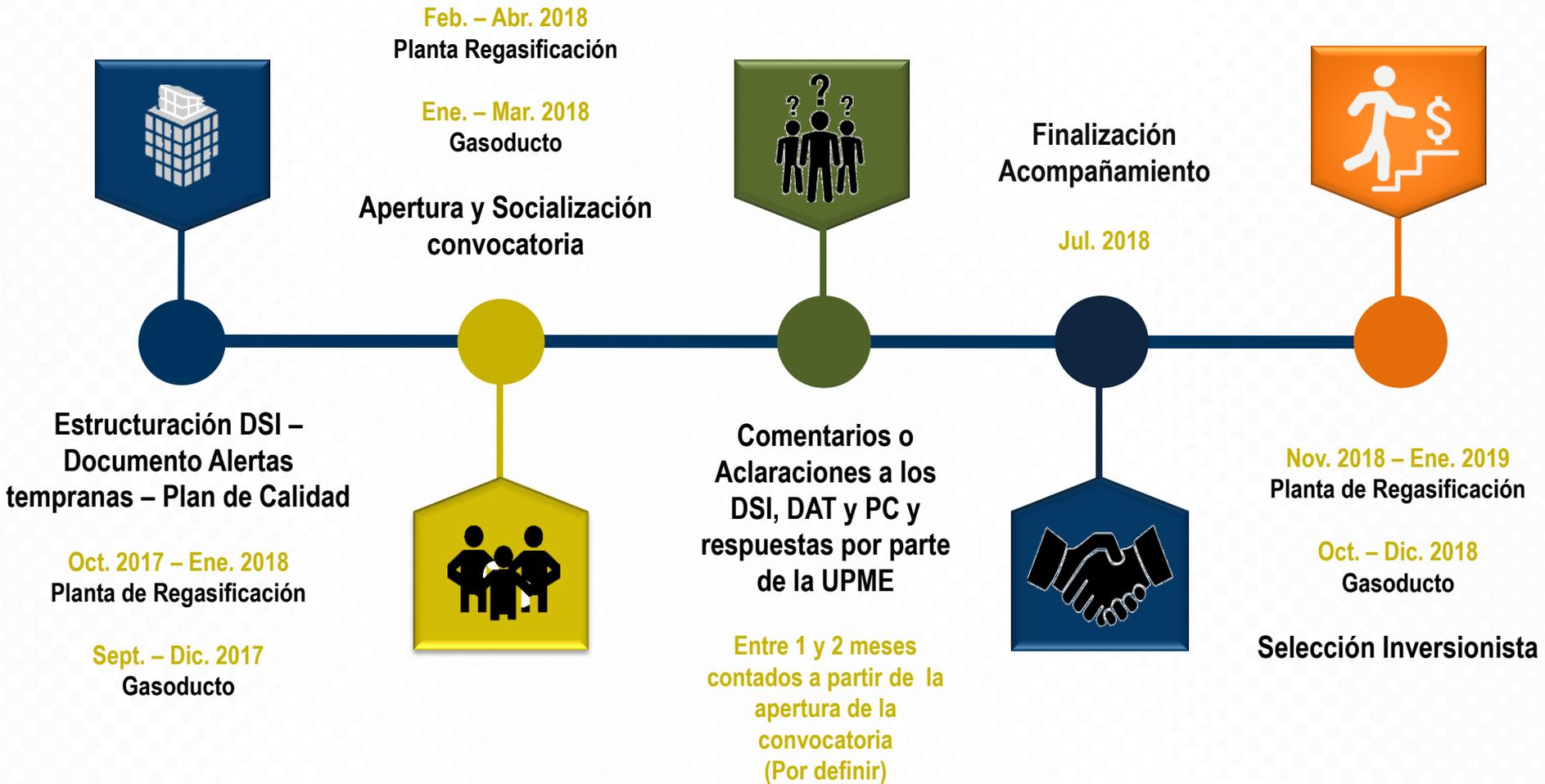
Segundo informe Técnico: Documento borrador de selección del inversionista para comentarios, con la definición de las posibilidades y condicionantes (alertas tempranas).

25ª, 35ª y 45ª Semana Ejecución (Ene. – Jul. 2018)

Informes Acompañamiento Convocatoria: Actividades realizadas en el acompañamiento en el desarrollo de las convocatorias.



CRONOGRAMA PROCESOS DE SELECCIÓN

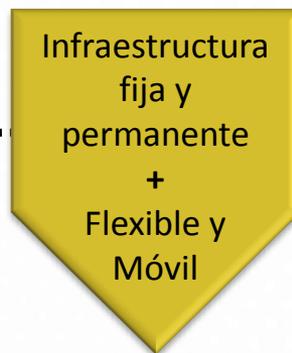


PLANTA DE REGASIFICACIÓN

ESQUEMAS TECNOLÓGICOS



Planta regasificación y almacenamiento en tierra.



Planta de regasificación en tierra y almacenamiento offshore.

Tecnología FSU



Planta de regasificación y almacenamiento offshore.

Tecnología FSRU
"Empty and Leave"
"Permanente Estacional"

PLANTA DE REGASIFICACIÓN

ESQUEMAS TECNOLÓGICOS

- Infraestructura fija y permanente
 - Requieren más tiempo de ejecución y establecen unos costos hundidos (sunk costs) de inversión que no son posibles de recuperar en el caso que aparezcan nuevos yacimientos de gas en Colombia.
 - La utilización de la terminal no tendría gran regularidad ya que Colombia dispone de abundante energía de origen hidráulico, de origen renovable.
 - Las instalaciones en tierra suelen establecerse en países que requieren un alto almacenamiento de energía por cuestiones estratégicas con escasos o inexistentes yacimientos de gas, como el caso de España, Francia, Japón, Corea del sur, etc....
- Instalaciones flexibles y móviles.
 - Los FSRU están considerados como una opción más económica a las instalaciones permanentes de tierra. El mercado de los FSRU está en alza y hay opción de FSRU con disponibilidad en plazo reducido.

PLANTA DE REGASIFICACIÓN

POSIBLES UBICACIONES



Tecnología: FSRU

Capacidad Almacenamiento:
170.000 m³ de GNL

Capacidad Regasificación:
400 MPCD

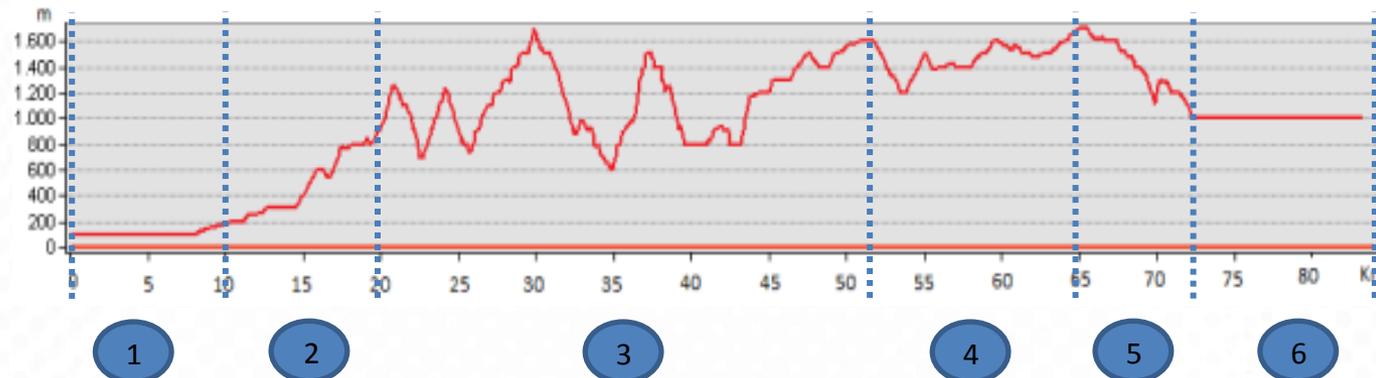
Presión Salida al gasoducto:
1.200 PSIG

GASODUCTO BUENAVENTURA – YUMBO

CLASIFICACIÓN TERRENO

En el área de estudio entre Buenaventura y Yumbo se identificaron seis regiones o categorías:

1. **Valle costero:** región plana perteneciente a la costa Pacífica en inmediaciones del punto inicial de Buenaventura.
2. **Pie de monte:** región ondulada con colinas que no superan los 350 metros.
3. **Alta montaña:** comprende la parte montañosa del costado occidental de la cordillera occidental, caracterizada por altas pendientes.
4. **Altiplano:** corresponde a la parte alta de la cordillera occidental y está compuesta por terrenos relativamente planos del municipio de La Cumbre.
5. **Descenso al valle:** es la región que se encuentra en el costado oriental de la cordillera occidental.
6. **Valle:** es la región que se encuentra en el valle del río cauca y que se caracteriza por ser plana.



GASODUCTO BUENAVENTURA – YUMBO

CAPEX

Para la estimación del CAPEX se están teniendo en cuenta los siguientes ítems:

1. Costos Generales.
 - Diseños de Ingeniería.
 - Estudios y Licencias ambientales.
 - Gestión social en el área de impacto del proyecto.
 - Precommissioning y commissioning.
2. Costos Prediales.
3. Estación de Recibo y estación de entrega.
 - Actividades Preliminares de Construcción (Adecuación, cerramiento, construcción de vías, instalaciones auxiliares y urbanismo).
 - Montaje de equipos.
4. Tuberías, válvulas, trampas, equipos de medición y equipos mayores.
5. Obras mecánicas.
 - Construcción de línea (Acopio, tendido, instalación y pruebas).
4. Obras civiles.

Notas:

- ✓ Rango de precisión esperado clase 4: -15% A -30% POR DEBAJO Y 20% A 50% POR ENCIMA.
- ✓ Información de campo, secundaria y tasas de costo unitario estimados.

GASODUCTO BUENAVENTURA – YUMBO

OPEX

Para la estimación del OPEX se están teniendo en cuenta los siguientes ítems:

1. Arrendamientos de equipos.
 - Camionetas
 - Oficinas

2. Gastos de operación.
 - Energía eléctrica
 - Mantenimiento sistemas de medición, válvulas, obras de geotecnia, mecánico de línea

3. Operación
 - Personal administrativo (Gerentes, directores, personal de oficina).
 - Personal técnico (Operadores, ayudantes, técnicos).
 - HSEQ.

GASODUCTO BUENAVENTURA – YUMBO

DIGRAMA DE FLUJO

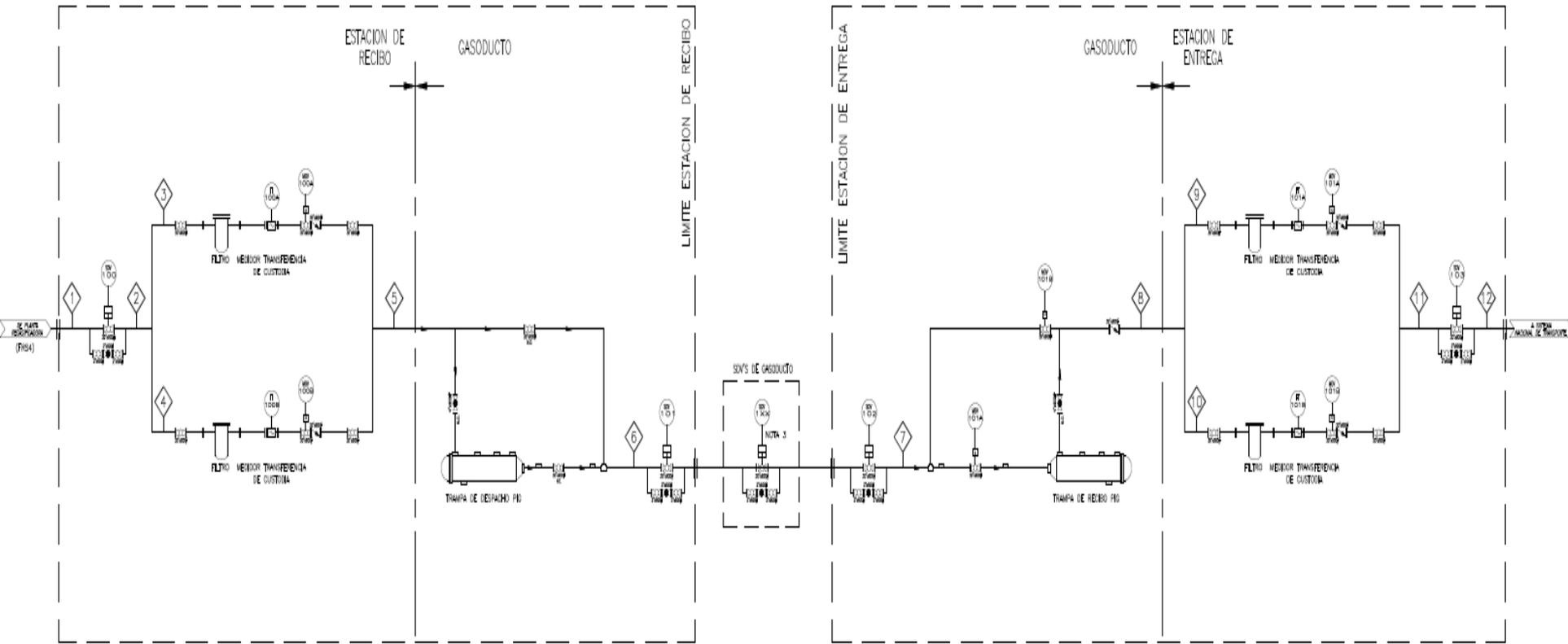


DIAGRAMA DE BLOQUES DE PROCESOS

CORRIENTE	UNDADES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
FLUJO	MMSCFD	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0
PRESIÓN	psig	1185	1184	1184	1184	1175	1170	948	943	943	943	934	933
TEMPERATURA	°F	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0



GASODUCTO BUENAVENTURA – YUMBO

ÁREA DE ESTUDIO



Longitud: 100 - 105 Km

Diámetro: 30"

Capacidad: 450 MPCD

Presión Entrada: 1.200 PSIG

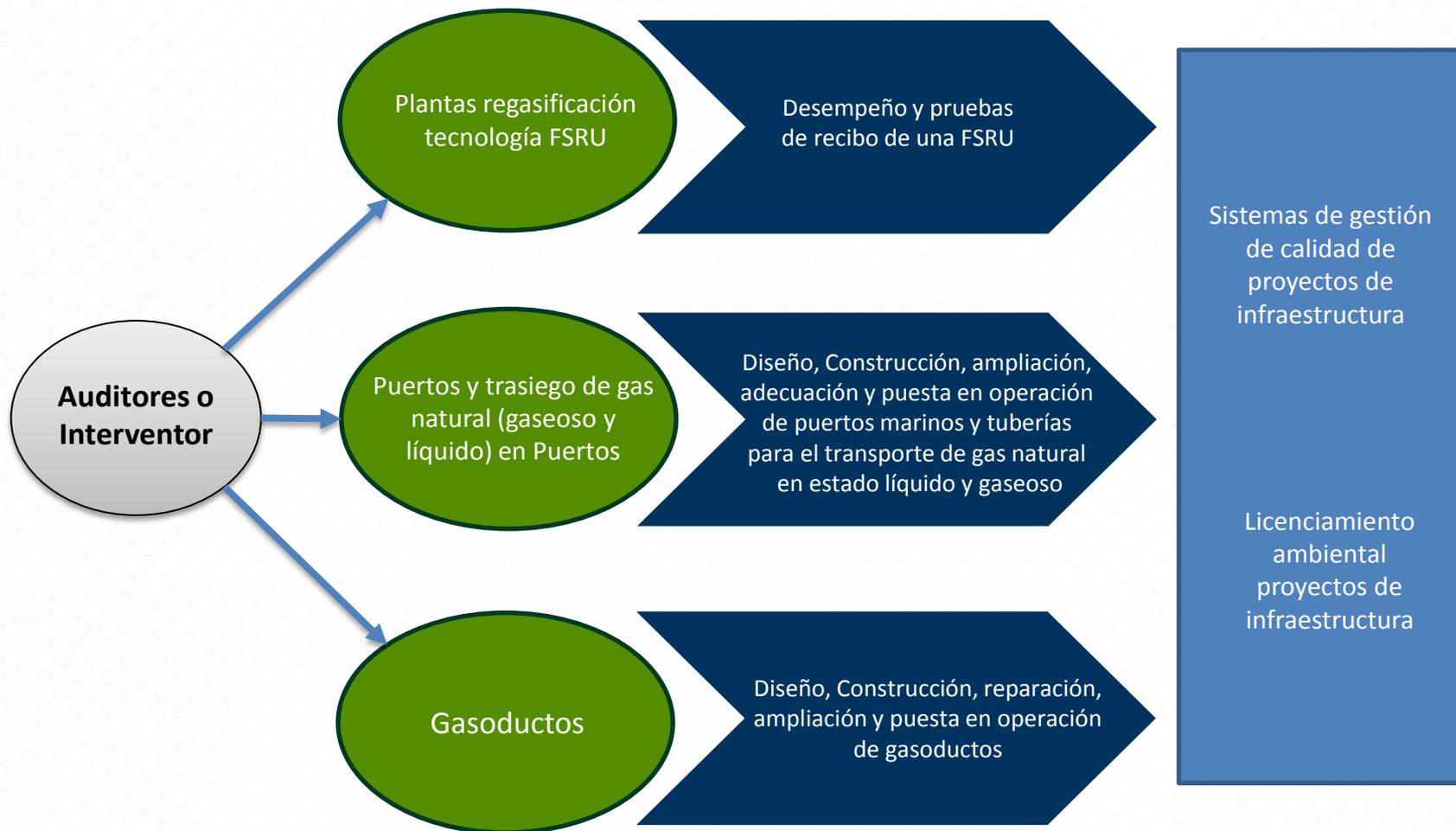
Presión Llegada: 850 – 900 PSIG

Capex (Pres. 4): 245 MUSD

Opex: 2 MUSD/Año

AUDITORIAS

PROYECTOS IDENTIFICADOS POR PTAGN



GRACIAS

www.upme.gov.co



@upmeoficial



Upme (Oficial)



MINMINAS

