
**REUNIÓN ORDINARIA CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE
GAS NATURAL, CNOGas, No 134**

Bogotá, 08 de junio de 2017

ORDEN DEL DIA REUNIÓN ORDINARIA CNOGAS – 134
Jueves 08 de junio de 2017.

1. Verificación del quorum y aprobación Orden del día y acta reunión Ordinaria CNOGas No. 133 (10 min).
2. Presentación Gestor del Mercado de Gas Natural (40 min)
3. Presentación XM (30 min).
4. Informe del Secretario técnico (30 min).
5. Temas para aprobación (30 min):
 - Cancelación servicio teleconferencias línea 01-8000.
 - Prórroga contrato prestación de servicios Secretario Técnico CNOGas.
6. Temas informativos (30 min).
 - Avance contrato Aseguramiento metrológico equipos DPHC.
 - Estado desarrollo temas Plan de trabajo CNOGas_2017.
 - Conformación CNOGas período abril 2017 – abril 2018.
7. Propositiones y varios (10 min).

1. APROBACIÓN ACTA REUNIÓN ORDINARIA CNOGAS No. 133

**ACTA REUNIÓN DEL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL No. 133
(PARA COMENTARIOS)****LUGAR:** Piso 4, Edificio Torre Central Davivienda, Bogotá D.C.**FECHA:** Abril 20 de 2017**ASISTENTES:**

Delegados presentes:

- | | |
|-----------------------|----------------|
| 1. Omar Ceballos | CHEVRON |
| 2. María I. Ramírez | PACIFIC |
| 3. Alejandro Villalba | PROMIGAS |
| 4. Moises González | TGI |
| 5. Andrés León | PROMIORIENTE |
| 6. José M. Rodríguez | TRANSMETANO |
| 7. Alejandro Villalba | TRANSOCCIDENTE |
| 8. Martha Reyes | PROGASUR |
| 9. John F. Mejía | ISAGEN |
| 10. Argemiro Taboada | GECELCA |
| 11. Jaime Castillo | XM |

Por el CNOGas:

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

Ausentes:

- | | |
|---------------------|--------------------|
| 1. Ana G. Hernández | ECOPETROL |
| 2. Milton Cañon | EQUIÓN |
| 3. Roberto Cure | GASCARIBE |
| 4. Jaime F. García | GAS NATURAL FENOSA |

Otros miembros delegados al CNOGas:

- | | |
|-------------------|---------|
| 1. Fabio Buitrago | PACIFIC |
|-------------------|---------|

Invitados:

- | | |
|-----------------------------------|----------------------------|
| 1. Claudia Garzón | MINISTERIO MINAS Y ENERGÍA |
| 2. José F. Plata/Juan C. Martínez | SSPD |
| 3. Héctor H. Bernal | ECOPETROL |
| 4. Nora Palomo | ASESORA JURÍDICA CNOGas |

ORDEN DEL DIA:

1. Verificación del quorum y aprobación Orden del día y acta reunión Ordinaria CNOGas No. 132 (10 min).
2. Presentación Dra. Nora Palomo_Código de Buen Gobierno Corporativo (avance) (50 min).
3. Presentación XM (30 min).
4. Informe del Secretario técnico (30 min).
5. Temas para aprobación (30 min):
 - Adjudicación nuevo proceso licitatorio Aseguramiento metroológico DPHC.
 - Acuerdo No 001 de 2017_Criterios firmas auditoras procesos Resoluciones CREG 038 y 090 de 2016.
6. Temas informativos (20 min).
 - Estado desarrollo temas Plan de trabajo CNOGas_2017.
 - Conformación CNOGas período abril 2017 – abril 2018.
7. Propositiones y varios (10 min).

1. VERIFICACIÓN DEL QUORUM Y APROBACIÓN ORDEN DEL DÍA Y ACTA REUNIÓN ORDINARIA CNOGAS NO. 132.

Con la presencia de 11 miembros delegados al Consejo, hubo quórum para deliberar y decidir. Preside la presente reunión el Dr. Alejandro Villalba 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 132 realizada el 09 de febrero de 2017 en la ciudad de Cartagena.

2. PRESENTACIÓN DOCTORA NORA PALOMO_CÓDIGO DE BUEN GOBIERNO CORPORATIVO (Avance).

La doctora Nora Palomo, asesora jurídica del CNOGas, realiza presentación general sobre el avance en la estructuración de los lineamientos generales del Código de Buen Gobierno a implementar por el Consejo. En relación con las diferentes particularidades del Código de Buen Gobierno, como resumen general planteó los siguientes aspectos: (i) Adquiere carácter vinculante, (ii) No modifica ninguna norma que rige al CNOGas ni a las empresas miembros del CNOGas, (iii) Se incorpora a todo el marco normativo que rige al CNOGas, (iv) Para el régimen de inhabilidades e incompatibilidades se aplicará lo previsto en la Ley según el régimen de la empresa miembros del CNOGas: pública o privada, (v) El mecanismo para las inhabilidades e incompatibilidades se tramitará mediante consulta al presidente del CNOGas y (vi) Información que se tratará como confidencial.

El Consejo acuerda continuar en la estructuración y revisión del documento presentado por la Doctora Nora Palomo, para lo cual se esperan comentarios sobre el mismo.

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 establece, entre otros, que *“De acuerdo con la*

información suministrada por los agentes, los aportes hídricos considerados y una recuperación de la demanda hacia el escenario medio en un año (Escenarios UPME de febrero 2017), para el caso de contingencia, la generación térmica muestra valores promedios semana entre 40 y 60 GWh/día en lo restante del 2017. En lo que respecta a los casos CND, pronóstico SH y estudio estocástico, la generación térmica se sitúa mayoritariamente entre 15 y 40 GWh/día para el mismo periodo, observándose un aumento aproximado a 60 GWh/día durante el mes de marzo/18 a causa del niño simulado para el caso 4.

4. INFORME DEL SECRETARIO TECNICO

El Secretario Técnico presenta su informe destacando los siguientes aspectos: (i) Seguimiento a la ejecución presupuestal mensual y acumulado a marzo de 2017 y (ii) Estado temas pendientes remitidos por CNOGas a CREG, revisados en sesión conjunta CNOGas-CREG de 23 de marzo del presente año.

5. TEMAS PARA APROBACIÓN

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

○ **Adjudicación nuevo proceso licitatorio Aseguramiento metrológico DPHC.** El Secretario técnico con el apoyo de miembros del Comité técnico somete a aprobación del Consejo el resultado del proceso realizado en el mes de febrero del presente año para la contratación del “Servicio para suministro de materiales de referencia certificados y análisis cromatográficos C12+ de muestras de gas natural”, el cual se propone, según análisis del Comité técnico, declararlo desierto, es decir, no adjudicarlo, teniendo en cuenta que las 2 ofertas recibidas, Flux Control e Instrumentos & Controles: (i) No cumplieron con algunos requisitos técnicos previstos en los términos de referencia y (ii) Los valores ofertados superaron ampliamente el presupuesto aprobado por el Consejo para este proceso.

Como mecanismo para avanzar en el estudio para el desarrollo del protocolo para el aseguramiento metrológico de equipos de medición de DPHC, el Comité técnico propuso al Consejo realizar contrataciones directas, para el suministro de materiales de referencia certificados y el análisis cromatográfico de muestras de gas natural, bajo las siguientes condiciones: (i) Contratar con Effec Tech el suministro de materiales de referencia certificados sin considerar la compra de gases de mezcla binaria, (ii) Contratar con empresa de logística la nacionalización y transporte hasta Ballena y Cusiana de los cilindros del material de referencia certificado entregados por Effec Tech en el aeropuerto El Dorado de la ciudad de Bogotá D.C., (iii) Contratar con el CDT de Gas el análisis cromatográfico hasta C10+ de las muestras de gas natural, (iv) Disponer de un presupuesto máximo de \$70.000.000 (setenta millones de pesos m/cte.), incluido IVA, para contratar los servicios de los literales (i), (ii) y (iii) del presente párrafo y (v) Apropiar de la cuenta contable “Estudios-Honorarios-Gastos”, de ser necesario, el dinero faltante que exceda el valor del presupuesto aprobado para este proceso (\$59.500.000, incluido IVA) sin que exceda la suma de \$70.000.000 (setenta millones de pesos m/cte.), incluido IVA.

El Consejo aprueba la propuesta del Comité técnico de (a) Declarar desierto el proceso realizado en febrero de este año y (b) Realizar las contrataciones directas propuestas por el Comité técnico hasta por la suma de \$70.000.000 (setenta millones de pesos m/cte.), incluido IVA. Adicionalmente aprueba gestionar ante Colciencias la posibilidad de incluir este estudio como parte de los proyectos de I+D+i. Utilizar como apoyo al CDT de Gas o a una universidad.

○ **Acuerdo No 001 de 2017_Criterios firmas auditoras procesos Resoluciones CREG 038 y 090 de 2016.** El Secretario técnico presenta al Consejo la versión preliminar del Acuerdo No 001 de 2017 mediante el cual se establecen los criterios que deben observar las firmas auditoras de los procesos asociados con lo establecido en los proyectos de Resolución CREG 038 y 090 de 2016. El Consejo plantea la necesidad de continuar revisando los términos del Acuerdo No 001 de 2017, teniendo en cuenta que (i) Las resoluciones que lo sustentan no están en firme y (ii) La UPME no ha entregado la información correspondiente a los parámetros requeridos incorporar en el Acuerdo No 001 de 2017. En este sentido el Consejo confirma su acuerdo con el avance en la definición de los criterios; sin embargo considera necesario esperar la publicación de las resoluciones definitivas para continuar con el proceso de selección y publicación de firmas auditoras según lo previsto en los proyectos de Resolución CREG 038 y 090 de 2016.

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:

○ **Estado desarrollo temas Plan de trabajo CNOGas_2017.** El Secretario técnico presenta información sobre los temas a cargo de los Comités Operativo y Técnico del CNOGas, su avance y aquellos identificados como prioritarios. La continuación del análisis de los temas revisados en sesiones del Comité operativo, (i) Modelos de los Acuerdos Operativos de Balance y (ii) Responsabilidades CNOGas proyecto de Resoluciones CREG 038 y 090-2016 dependerá de las resoluciones en firme que publique la CREG y en este sentido se esperará la ocurrencia de este hito. XM e Isagen recomiendan iniciar la revisión de los restantes temas a cargo del Comité operativo, considerando la disponibilidad de tiempo ante la necesidad de esperar el pronunciamiento de la CREG. El Consejo, una vez analizada esta recomendación, aprueba dar espera prudente a la Comisión tendiente a lograr la publicación de los actos administrativos correspondientes para los temas que aún continúan pendientes y que han sido objeto de revisión en reuniones conjuntas CNOGas-CREG en 2016 y marzo de 2017.

○ **Conformación CNOGas período abril 2017 – abril 2018.** El Secretario técnico presenta información relacionada con la conformación del CNOGas para el año 2017, período que inicia el 30 de abril del mencionado año. Comparte con el Consejo la comunicación remitida por Canacol Energy LTD a la UPME mediante la cual solicita el cambio de razón social-empresa. Por su parte Pacific informa que recusó la Resolución 122 de 2015 de la UPME y está a la espera de respuesta.

7. PROPOSICIONES Y VARIOS

No se presentaron temas en Proposiciones y varios.

Siendo las 01:00 p.m. se da por terminada la reunión.

ALEJANDRO VILLALBA
Presidente del CNOGas

FREDI E. LÓPEZ SIERRA
Secretario Técnico

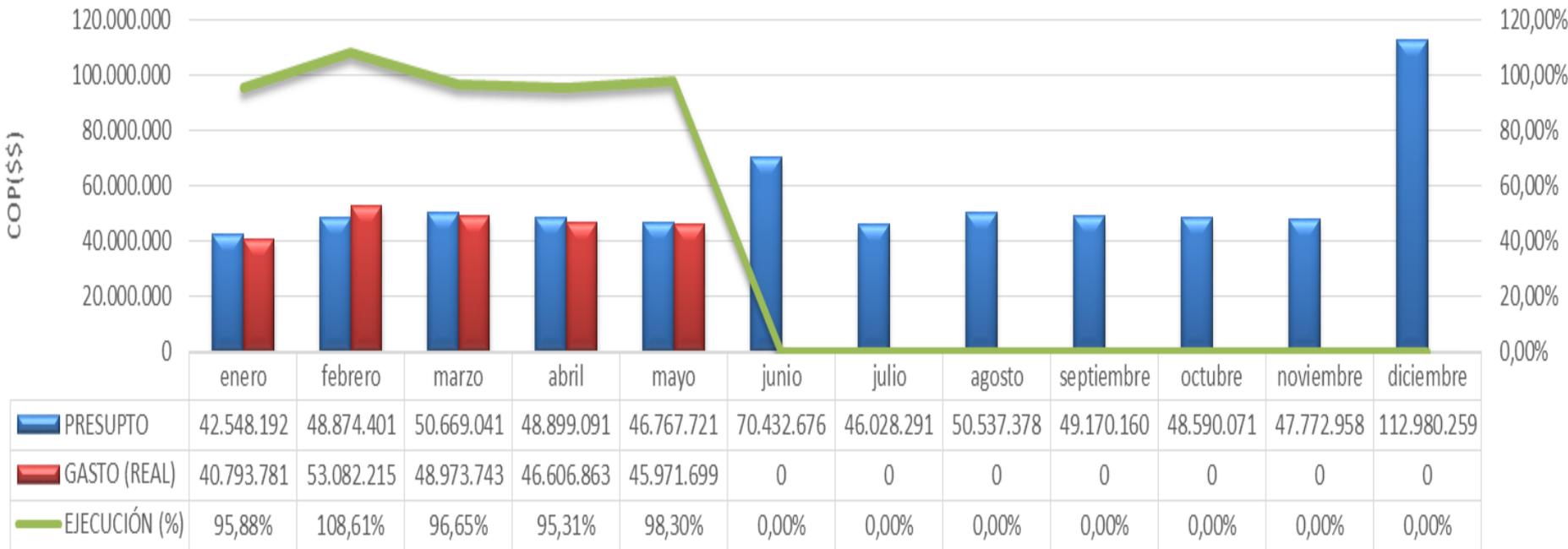
2. PRESENTACIÓN GESTOR DEL MERCADO DE GAS NATURAL

3. PRESENTACIÓN XM

4. INFORME SECRETARIO TÉCNICO

4.1. Seguimiento a la ejecución presupuestal 2017.

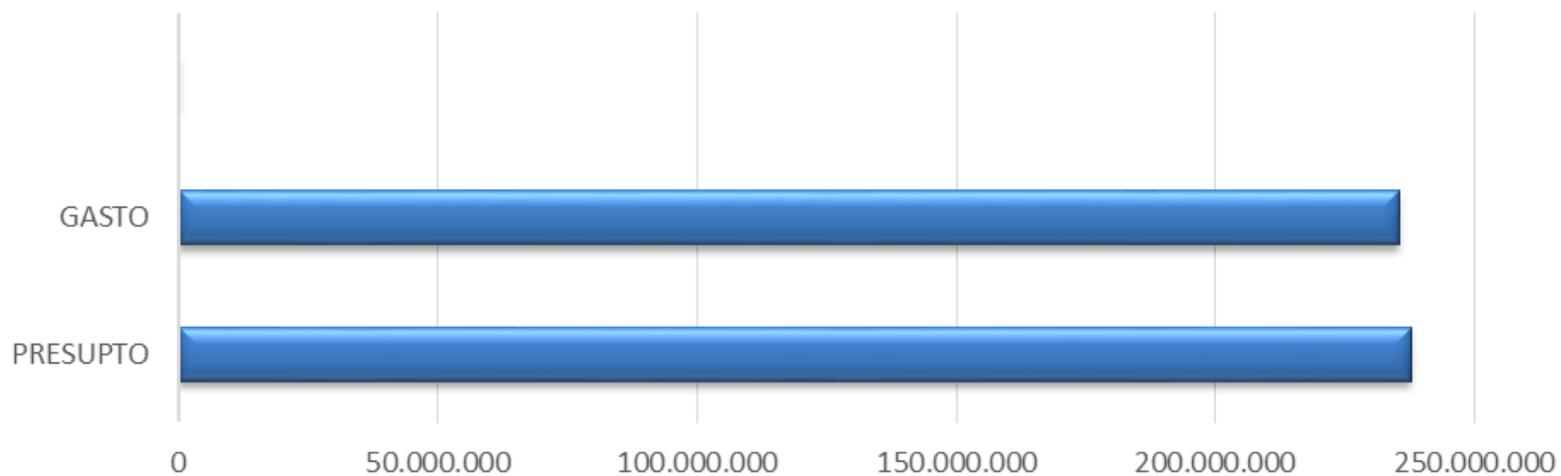
EJECUCIÓN PRESUPUESTAL MENSUAL_2017
(Ejecutado a mayo-17)



Comentarios a la ejecución presupuestal.

- Menor ejecución presupuestal mes de abril.** Obedeció a menores gastos principalmente, entre otros, a (i) Internet, (ii) Celulares y llamadas larga distancia, (iii) Gastos de reuniones e (iv) IVA.

ACUMULADO A MAYO-2017

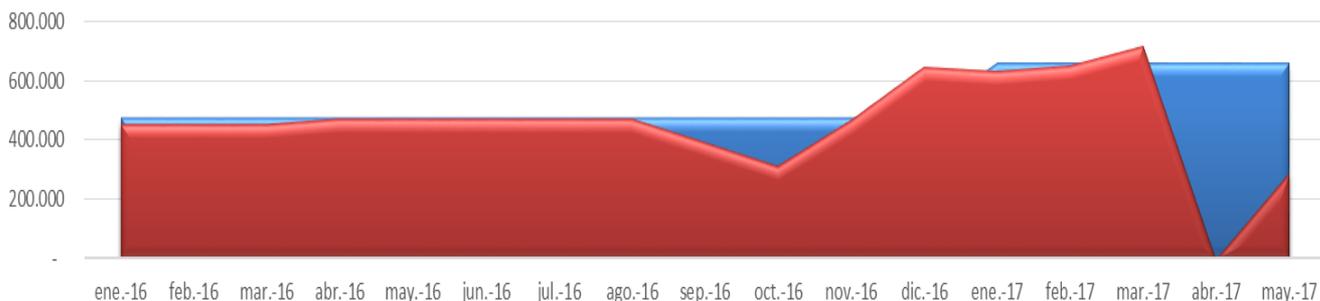


	PRESUPTO	GASTO	
■ ACUMULADO A MAYO-2017	237.758.446	235.428.301	99,02%

EJECUCION PRESUPUESTAL A - MAYO 2017

	DESCRIPCION	PRESUPUESTO MES 2016	PRESUPUESTO ANUAL 2016		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECIEMBRE	
A. GASTOS GENERALES																	
A.1	Alquiler y admón 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								
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	223.409	307.703
				GASTO	270.312	208.452	285.241	183.248	159.833								
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	552.635	552.640
				GASTO	544.883	549.556	717.817	0	293.370								
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	62.000	163.634
				GASTO	46.000	137.200	23.000	154.750	46.000								
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	372.722	384.651
				GASTO	383.665	398.535	138.659	10.100	216.388								
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								
A.7	Papelaria y fotocopias	21.851	262.218	PRESUPUESTO		43.703,00		43.703,00		43.703,00		43.703,00		43.703		43.703	
				GASTO	0	33.550	212.300	31.900	0								
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	3.525.000	7.050.005
				GASTO	705.900	7.206.016	3.520.347	2.341.636	2.728.200								
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	52.000	52.572
				GASTO	113.900	100.200	77.700	122.900	109.400								
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	1.338.104
				GASTO	1.316.825	1.316.825	2.633.649	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	20.399	20.398
				GASTO	14.000	27.000	10.000	14.000	11.000								
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								
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	187.148	187.298
				GASTO	162.525	211.483	189.868	185.685	182.831								
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	273.000
				GASTO	256.772	256.772	271.536	331.536	586.173								
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	371.738
				GASTO	239.750	327.770	217.350	217.993	287.929								
	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	11.445.924	19.726.746
				GASTO MES	5.798.010	14.659.741	12.284.573	10.196.141	9.622.024	0	0						
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	27,441.844	54.883.684
				GASTO	27,441.844	27,441.844	27,441.844	27,441.844	27,441.844								
B.2	Honorarios Abogados Externos	3.042.779	6.085.557	PRESUPUESTO						3.042.778							3.042.779
				GASTO	0	0	0	0	0								
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	1.952.646	3.905.295
				GASTO	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646								
B.4	Página "Herramienta Mto"	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	973.356	973.353
				GASTO	0	1.946.712	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								
	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	30.367.846	75.805.111
				GASTO MES	29.394.490	31.341.202	30.367.846	30.367.846	30.367.846	0	0						
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								
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								
	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	0	0						
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	0							
		\$ 14.739.339	\$ 221.090.080	Presupuesto Cuatrimestral		190.990.725				213.766.066				258.513.448			
		\$ 44.218.016	\$ 44.218.016	Gasto Trimestral		189.456.601				45.971.699				0			

COMPARATIVO SERVICIO INTERNET CNOGas (COP\$\$) (ene-dic-2016 y ene-may-2017)



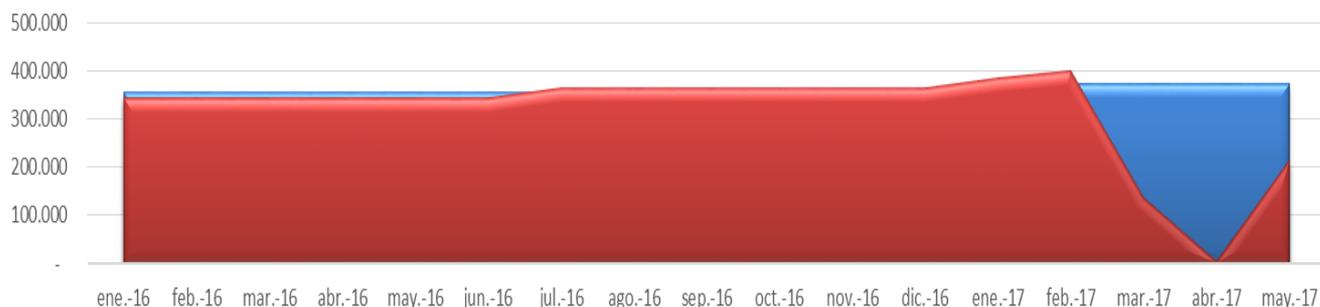
	ene.-16	feb.-16	mar.-16	abr.-16	may.-16	jun.-16	jul.-16	ago.-16	sep.-16	oct.-16	nov.-16	dic.-16	ene.-17	feb.-17	mar.-17	abr.-17	may.-17
PPTO	475.660	475.660	475.660	475.660	475.660	475.660	475.660	475.660	475.660	475.660	475.660	475.664	657.636	657.636	657.636	657.636	657.636
GASTO	453.500	453.500	453.500	476.174	476.174	476.174	476.174	476.174	392.987	315.000	467.419	646.001	632.000	653.000	717.817	0	293.370

□ En los meses de febrero y marzo del presente año se gestionó la optimización de los servicios de internet y telefonía celular, según aprobación del Consejo en la sesión CNOGas No 132 de 09 de febrero de 2017.

□ A partir del mes de abril de 2017, se observa la tendencia a disminuir el valor mensual pagado de los servicios de Internet y telefonía celular.

□ Las tarifas mensuales esperadas durante el tiempo restante del año 2017 son las siguientes: (i) Internet: Avantel \$150.000, modem inalámbrico y Telmex \$81.361, (ii) Telefonía celular: Avantel \$163.600. Todos los valores incluyen IVA.

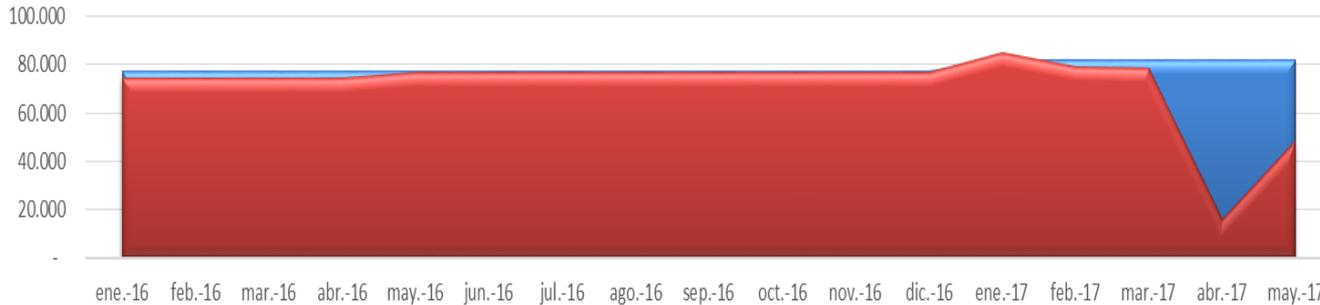
COMPARATIVO SERVICIO TELEFONÍA CELULAR CNOGas (COP\$\$) (ene-dic-2016 y ene-may-2017)



	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
PPTO	354.303	354.303	354.303	354.303	354.303	354.303	354.303	354.303	354.303	354.303	354.303	354.299	372.722	372.722	372.722	372.722	372.722
GASTOS	342.840	342.824	342.824	342.824	342.824	342.824	363.395	364.079	364.079	364.079	364.079	364.079	383.665	398.535	138.659	10.100	216.388

COMPARATIVO SERVICIO TELEFONÍA FIJA CNOGas (COP\$)

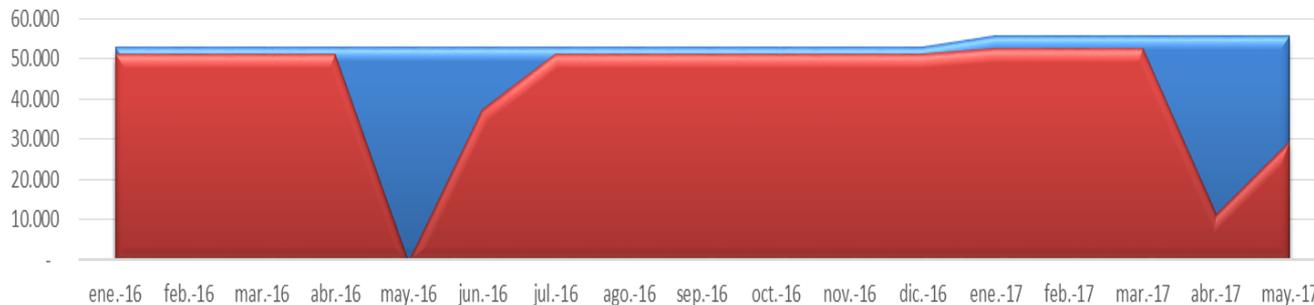
(ene-dic-2016 - ene-may-2017)



	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
■ PPTO	77.739	77.739	77.739	77.739	77.739	77.739	77.739	77.739	77.739	77.739	77.739	77.739	82.208	82.208	82.208	82.208	82.208
■ GASTO	74.980	74.980	74.980	74.980	76.850	76.850	76.850	76.850	76.850	76.850	76.850	76.850	84.980	79.450	78.835	15.956	49.189

COMPARATIVO SERVICIO TV CNOGas (COP\$)

(ene-dic-2016 - ene-may-2017)



	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
■ PPTO	52.653	52.653	52.653	52.653	52.653	52.653	52.653	52.653	52.653	52.653	52.653	52.653	55.680	55.680	55.680	55.680	55.680
■ GASTO	51.188	51.188	51.188	51.188	0	37.254	51.188	51.188	51.188	51.188	51.188	51.188	52.512	52.512	52.512	11.858	29.512

□ En el mes de marzo del presente año se gestionó la optimización de los servicios de telefonía fija y TV, según aprobación del Consejo en la sesión CNOGas No 132 de 09 de febrero de 2017.

□ A partir del mes de abril de 2017, se observa la tendencia a disminuir el valor mensual pagado de los servicios de telefonía fija y TV.

□ Las tarifas mensuales esperadas durante el tiempo restante del año 2017 son las siguientes:
 (i) Telefonía fija: Claro/Telmex \$49.189 y
 (ii) TV: Claro/Telmex \$29.512. Todos los valores incluyen IVA.

4.2. Estado temas pendientes remitidos por CNOGas a CREG.

Consideraciones generales. Con el propósito de continuar examinando el avance de 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 muestra el avance en cada uno de ellos, considerando que la última reunión conjunta CREG-CNOGas se realizó el pasado 23 de marzo de 2017.

1. ATENDIDOS POR LA CREG_Pendiente publicación Resolución-Acto administrativo definitivo.

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@02-Junio-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. El Ministerio de Minas y Energía remitió a la CREG comunicación No 2016-081233 de 01 de diciembre de 2016 solicitando apoyo y celeridad a este tema.	La CREG revisará esquema propuesto por miembros del CNOGas en la sesión del 24 de marzo de 2017 y publicará la 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
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 consulta mediante comunicación S-2017-000224 de 25 de enero de 2017 sobre inclusión definiciones en la resolución, la cual fue atendida por el CNOGas mediante respuesta en comunicación CNOGas-090-2017 de 06 de marzo de 2017.	La CREG informa que publicará un nuevo proyecto de resolución para consulta al incluirse nuevas definiciones. Pendiente resolución definitiva.

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@02-Junio-17
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. La CREG realizó consulta telefónica relacionada con el plazo para informar los comercializadores a los usuarios no regulados sobre los mantenimientos programados en el SIMI	El CNOGas remitió correo electrónico el 28 de marzo de 2017 en respuesta a consulta de la CREG. Pendiente resolución definitiva. Se requiere adecuar el SIMI (Consultar mantenimientos semana n+1).
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. La CREG solicitó aclaraciones mediante comunicación S-2017-002249 de 15 de mayo de 2017.	Comunicación en revisión por el Comité técnico en sesión programada para el 06 de junio de 2017. Una vez aprobada, se someterá a consulta en el Consejo.
6	Actividades CNOGas convocatorias y open SEASON (Resol. CREG 038 y 090 -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 (temas de las Resoluciones CREG 037 y 038-2016).	La CREG manifestó que interactuará con la UPME para definir los parámetros y consideraciones requeridos por el CNOGas para iniciar los procesos para conformar el listado de firmas auditoras. Pendiente resolución definitiva



Comisión de Regulación
de Energía y Gas



COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)

RADICADO : S-2017-002249 15/May/2017

No. REFERENCIA: E-2017-001469

MEDIO: CORREO No. FOLIOS: 2 ANEXOS: NO
DESTINO CONSEJO NACIONAL DE OPERACION DE GAS
NATURAL-CNO-GAS-

Para Respuesta o Adicionales Cite No. de Radicación

Bogotá, D.C.,

Doctor
FREDI LÓPEZ SIERRA
Secretario técnico
CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL
CNO-GAS

secretariotecnico@cnogas.org.co

Avenida El Dorado # 68C – 61, Oficina 532
Ciudad

Asunto: Concepto sobre intercambiabilidad de gases y número de Wobbe
Radicado CREG E-2017-001469

Respetado doctor López:

El pasado 16 de enero solicitamos su concepto con respecto a un comentario recibido a la Resolución CREG 172 de 2016¹, en el cual se manifestaba que el rango de número de Wobbe propuesto en dicha resolución (1.280 BTU/ft³ a 1.414,7 BTU/ft³) limitaría la disponibilidad de fuentes de importación, dado que el LNG proveniente de algunos países como Trinidad y Tobago incumplen dicha especificación con valores del número de Wobbe entre 1.422,8 BTU/ft³ y 1.442,9 BTU/ft³.

En la respuesta a dicho concepto, recibida el pasado 20 de febrero, se expresa que el Consejo remitió a la Comisión recomendaciones sobre diferentes aspectos de intercambiabilidad de gases y número de Wobbe, entre otras la relacionada con la consulta previamente enunciada, a partir del estudio realizado por el consultor externo Polygon Energy S.A.S.

En dicho estudio se manifiesta que en el RUT se establece un poder calorífico máximo de 1.150 BTU/ft³ y que en este extremo máximo están los gases de los Llanos (Cusiana – Cupiagua), con un contenido de hidrocarburos C3+ cercano al 5% y número de Wobbe alrededor de 1.390 BTU/ft³. Adicionalmente, se manifiesta que *“(e)l ingreso de gases con un número de Wobbe superior a las especificaciones de gas de los Llanos es aún una zona inexplorada, sin experiencia operativa”*. Basado en esto, el consultor concluye que el valor máximo

¹ Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se complementan las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el Sistema Nacional de Transporte de Gas”



Av. Calle 116 No. 7-15 Int. 2. Oficina 901
Edificio Cusezar Bogotá, D.C. Colombia
(1) 6032020 / Fax: (1) 6032100
creg@creg.gov.co
www.creg.gov.co



Comisión de Regulación
de Energía y Gas



MINMINAS

Fredi López Sierra
Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

2 / 2

del número de Wobbe superior debería tener un valor nominal de 1.400 BTU/ft³ a condiciones RUT, ya que dicho gas cubriría el 100% de los gases que actualmente ingresan al SNT.

Sin embargo, considerando la entrada en operación de la planta de regasificación del caribe y la posibilidad de que gases con diferentes características a las del gas colombiano ingresen al SNT, nos permitimos solicitar su concepto sobre cuáles podrían ser las repercusiones, a nivel técnico, de ampliar el rango de número de Wobbe de 1.414,7 BTU/ft³ a 1.442,9 BTU/ft³ y aclarar a qué valor de poder calorífico equivale este último valor.

Adicionalmente, quisiéramos conocer cuáles podrían ser los efectos negativos de ampliar en el RUT el valor máximo admitido de nitrógeno de 3% a 5%.

Agradecemos su colaboración y quedamos a su disposición para cualquier aclaración o ampliación que considere necesaria.

Cordialmente,


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo



Av. Calle 116 No. 7-15 Int. 2. Oficina 901
Edificio Cusezar Bogotá, D.C. Colombia
(1) 6032020 / Fax: (1) 6032100
creg@creg.gov.co
www.creg.gov.co

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@02-Junio-17
7	Actividades CNOGas 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 (temas de las Resoluciones CREG 037 y 038-2016).	La CREG solicitó a los transportadores remitir parámetros y estándares a tener en cuenta por el Promotor durante las diferentes fases de un proyecto. Pendiente resolución definitiva.
8	Protocolo Operativo según Decreto 2345 de 2015. Asignación de gas demanda esencial.	La CREG remitió comunicación al MME con copia al CNOGAS solicitando aclaraciones. El MME dio respuesta a la comunicación de la CREG (Radicado 2017018930 de 23 de marzo de 2017) indicando que ambas entidades (MME y CREG) no tienen facultades para intervenir en los contratos suscritos entre los agentes. El pasado 26 de mayo de 2017, la CREG publicó para comentarios el proyecto de Resolución CREG-043-2017 que establece un protocolo para la atención de la demanda esencial según lo previsto en el parágrafo 1 del artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015.	Se esperan comentarios de los agentes interesados y del CNOGas (si es considerado por los miembros del Consejo), para remitir a la CREG y esperar la resolución definitiva.



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 043 DE 2017

(24 ABR. 2017)

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “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”

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, y

CONSIDERANDO QUE:

Conforme a lo dispuesto por el artículo 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, así como de acuerdo con lo establecido en el Decreto 2696 de 2004, el cual ha sido compilado por el Decreto 1078 de 2015, la Comisión debe hacer público en su página web todos los proyectos de resolución de carácter general que pretenda adoptar.

En el parágrafo 1, del artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015 se faculta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas determinar los protocolos operativos que considere necesarios para establecer la forma en que se realizará la entrega física del gas natural asignado de acuerdo con la prioridad que en ese mismo artículo se establece. Igualmente la faculta para establecer los mecanismos de remuneración del servicio de transporte de gas natural en el contexto del mencionado artículo.

Con base en lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión 722 del 24 de abril de 2017, acordó hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “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”.

RESUELVE:

Artículo 1. Hágase público el siguiente proyecto de resolución “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”.

Cuy

[Firma manuscrita]

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “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”

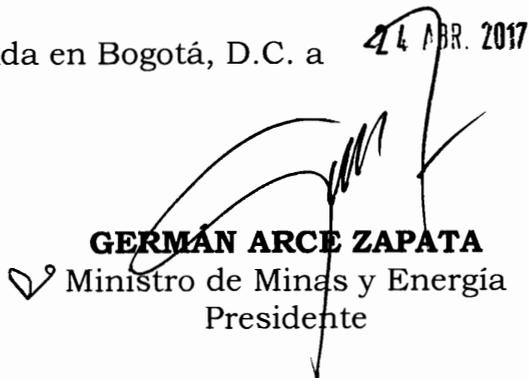
Artículo 2. Se invita a los agentes, a los usuarios, a las autoridades competentes, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Superintendencia de Industria y Comercio para que remitan sus observaciones o sugerencias sobre la propuesta dentro de los 30 días calendarios siguientes a su publicación en la página Web de la CREG.

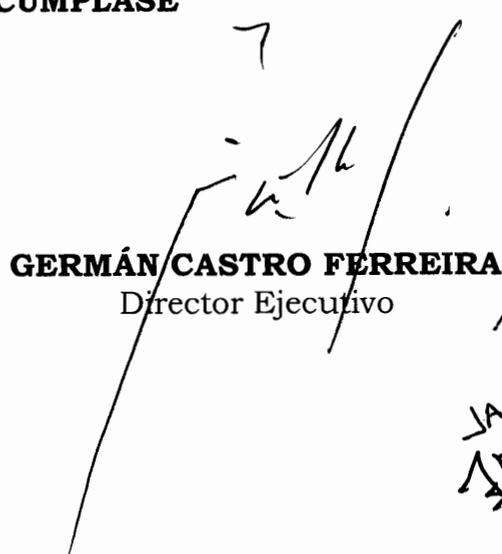
Artículo 3. Las observaciones y sugerencias sobre el proyecto deberán dirigirse al Director Ejecutivo de la CREG, Germán Castro Ferreira, a la dirección creg@creg.goc.co, en formato de Pdf y en formato Word.

Artículo 4. Derogatorias y Vigencia. La presente Resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial* y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C. a 24 ABR. 2017


GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo


JAAN
2017



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “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”

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

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

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, y

CONSIDERANDO QUE:

En el parágrafo 1, del artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015 se ordena a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en adelante CREG, lo siguiente:

“Parágrafo 1ro. La CREG determinará los protocolos operativos que considere necesarios con el fin de establecer la forma en que se realizará la entrega física del gas natural asignado conforme la prioridad señalada en este artículo. Igualmente, la CREG establecerá los mecanismos para remunerar los servicios de transporte de gas natural requeridos para abastecer la demanda teniendo en cuenta a la prioridad definida en este artículo”.

En cumplimiento de lo ordenado en el citado texto, mediante el presente acto administrativo la CREG desarrolla el protocolo operativo que deberán seguir los productores – comercializadores, los comercializadores de gas importado, los transportadores de gas natural, y todas aquellas partes involucradas en los siguientes eventos:

- i) Insalvables restricciones en la oferta de gas natural,
- ii) Situaciones de grave emergencia no transitorias, y
- iii) Racionamientos programados.

En el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015 se define un protocolo operativo así:

Protocolo Operativo: 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.

El Protocolo Operativo que la CREG desarrolla se limita exclusivamente a procedimientos de carácter técnico.

En el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015 se distinguen, entre otros, los i) eventos no transitorios, y ii) eventos de racionamiento programado así:

Cuf

APL
JAMS

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “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”

Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural 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.

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.

En atención a las dos categorías antes citadas: eventos no transitorios y eventos de racionamiento programado la CREG considera necesario que el protocolo que se ordena en el parágrafo 1, del artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015 aplique para las dos categorías mencionadas.

Para el desarrollo del protocolo ordenado en el parágrafo 1, del artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015 resulta necesario que los agentes declaren mensualmente al gestor del mercado de gas natural los contratos vigentes de la demanda esencial y de la demanda no esencial, de manera que en el caso de que se presente uno de los eventos que derivan en un déficit en algún o algunos punto (s) de entrega de gas sea transparente para todos los remitentes el procedimiento de asignación del gas conforme las disposiciones contenidas en esta materia en el Decreto 1073 de 2015 y/o que el Ministerio Minas y Energía expida.

En aras de cumplir con la tarea transcrita, mediante comunicación S-2015-005802, de fecha 17 de diciembre de 2015, la CREG requirió al CNOGAS una propuesta técnica sobre cómo deberían ser los protocolos ordenados.

Mediante la comunicación E-2016-003927, de fecha 15 de abril de 2016, el CNOGAS radicó en la CREG una propuesta de protocolo.

Del análisis de la propuesta del CNOGAS la CREG resalta que en ella se propone un protocolo con alcance de intervención en las relaciones comerciales existentes. De acuerdo con la competencia de la CREG se propone el desarrollo de un protocolo estrictamente técnico y que no genere intervención en las relaciones contractuales existentes.

Mediante comunicación S-2016-006512, de fecha 28 de septiembre de 2016, la CREG solicitó al Ministerio de Minas y Energía aclaración sobre el alcance de la disposición contenida en el parágrafo 1, del artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015.

Mediante la comunicación E-2017-002973, de fecha 28 de marzo de 2017, el Ministerio de Minas y Energía aclaró a la CREG el alcance de la disposición contenida en el parágrafo 1, del artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015.

Mediante la Resolución CREG 147 de 2015 la CREG adoptó el protocolo operativo del proceso de coordinación de mantenimientos e intervenciones en instalaciones de producción, importación y transporte de Gas Natural. El

Cuf
JARM
4/18/17

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por el cual se adopta el protocolo de que trata el párrafo 1, del artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015”

protocolo que se desarrolla en esta Resolución es complementario al contenido en la Resolución CREG 147 de 2015.

RESUELVE:

Artículo 1. Objeto. El objeto de la presente Resolución es desarrollar el protocolo que se ordena en el párrafo 1, del artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015.

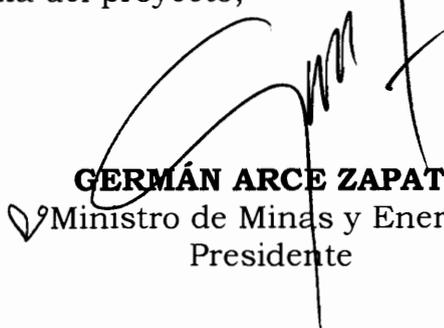
Artículo 2. Adóptese las disposiciones contenidas en el Anexo de la presente Resolución las cuales contienen el protocolo que se debe seguir cuando se presenten las insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia no transitorias o de racionamiento programado de gas natural, según las disposiciones vigentes contenidas en los Decretos que para tales efectos ha expedido el Ministerio Minas y Energía.

Artículo 3. Dentro de los siguientes 30 días calendario a la entrada en vigencia del presente acto administrativo, el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural entregará a la CREG una propuesta para dar cumplimiento a lo ordenado en las secciones 3 y 4 del Anexo de esta Resolución.

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

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Firma del proyecto,


GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por el cual se adopta el protocolo de que trata el parágrafo 1, del artículo 2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015”

Anexo

1. Objeto del protocolo

Cumplir con lo ordenado en el parágrafo 1, del artículo 2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015 y establecer un protocolo de entrega física de gas natural conforme a la prioridad de entrega definida en las disposiciones vigentes.

2. Alcance

El presente protocolo contiene las disposiciones generales que deberán aplicarse cuando se presenten eventos no transitorios y de racionamiento programado.

3. Declaración periódica de información

Todos los meses i) los productores comercializadores, ii) los comercializadores de gas importado, y iii) los transportadores de gas natural enviarán al gestor del mercado una declaración de sus contratos vigentes de tal manera que si ocurre una situación en donde se presente déficit de gas sea posible la aplicación de las disposiciones que establezca el Ministerio de Minas y Energía, conforme a las respectivas contrataciones en firme.

Esta información deberá ser pública en el BEC del gestor del mercado de gas natural, quien tendrá una labor más de medio que de resultado. La responsabilidad de la información declarada recaerá estrictamente en cada uno de los agentes que hizo la declaración.

4. Medio de comunicación

Cada i) productor – comercializador, ii) comercializador de gas importado, y iii) transportador establecerá con sus remitentes cuáles serán los medios de comunicación que utilizarán para dar aviso inmediato de la ocurrencia de los eventos no transitorios y de racionamiento programado.

Los medios de comunicación deben garantizar que la información de los eventos se comuniquen de manera oportuna.

5. Procedimiento a seguir cuando se presente un evento en suministro o en transporte con carácter no transitorio o cuando el carácter sea de racionamiento programado

5.1. Primer paso:

Inmediatamente ocurra el evento el i) productor – comercializador, ii) comercializador de gas importado, y iii) transportador informará del evento a cada uno de sus remitentes y a las autoridades competentes.

5.2. Segundo paso:

[Handwritten signature and initials]
C. J. A. M. M.
A. B. L.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “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”

El productor comercializador, el comercializador de gas importado, y/o el transportador, de manera coordinada, atenderán la demanda esencial y no esencial con el orden de prioridad decretado por el Ministerio de Minas y Energía.

En el caso de que se requiera utilizar gas de diferentes fuentes los productores comercializadores o comercializadores de gas importado y los transportadores se coordinarán entre sí para poder hacer posible el suministro de acuerdo con lo decretado por el Ministerio de Minas y Energía.

La información que se utilizará para entregar el gas en el orden de prioridad decretado por el Ministerio de Minas y Energía será la que se exige en la sección 3 de este protocolo.

5.3. Tercer paso:

En caso de que como consecuencia del acto administrativo que expida el Ministerio de Minas y Energía se requiera de la remuneración de los servicios de capacidad de transporte, esta se hará de conformidad con los valores de servicio de transporte en cada uno de los tramos requeridos, según las relaciones comerciales vigentes.

5.4. Cuarto paso:

Una vez se supere el evento que derivó en déficit de demanda el i) productor comercializador, ii) comercializador de gas importado, y/o iii) transportador deberán tener la memoria secuencial de cómo se atendió la demanda, según lo establecido en las disposiciones del Ministerio de Minas y Energía respecto a la prioridad de atención de la demanda.


GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministerio de Minas y Energía
Presidente


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo

Cual
JAMM
A. Bot.

2. ATENDIDO POR LA CREG_En estudio.

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@02-Junio-17
1	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. La CREG solicitó en comunicación No S-2017-001055 de 13 de marzo de 2017 nuevas aclaraciones a lo manifestado por el CNOGas en su comunicación CNOGas-282-2016.	En respuesta a consulta de la CREG, el Consejo remitió comunicación CNOGas-174-2017 de 19 de mayo de 2017.
2	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.	La CREG informó, el 30 de mayo de 2017, que el proceso de contratación fue adjudicado y convocará al CNOGas para realizar presentación al consultor seleccionado acerca del estudio realizado según lo previsto en la Resolución CREG-169-2011.

3. ATENDIDO POR LA CREG _En espera

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@02-Junio-17
1	<p>Protocolo coordinación gas-electricidad.</p> <p>Optimización despacho y redespatchos plantas termoeléctricas a gas según condiciones sistema de gas natural.</p>	<p>El CNOGas y el CNOE remitieron a la CREG la comunicación de 19 de octubre de 2015 con los lineamientos analizados de manera conjunta.</p>	<p>La CREG informó acerca de la necesidad de esperar el desarrollo de aspectos regulatorios del MEM, para proceder con revisión y análisis de la aplicabilidad de la propuesta en el protocolo desarrollado entre el CNOE y CNOGas.</p>

**REUNIÓN ORDINARIA CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE
GAS NATURAL, CNOGas, No 134**

**REFORMAS AL RUT-NTC 6167, PROTOCOLO OPERATIVO DE
MEDICIÓN**

Bogotá, 08 de junio de 2017

Evolución del Protocolo Operativo de medición



CNO Gas
"Protocolo Operativo de
Medición"



icontec
NTC6167
2016

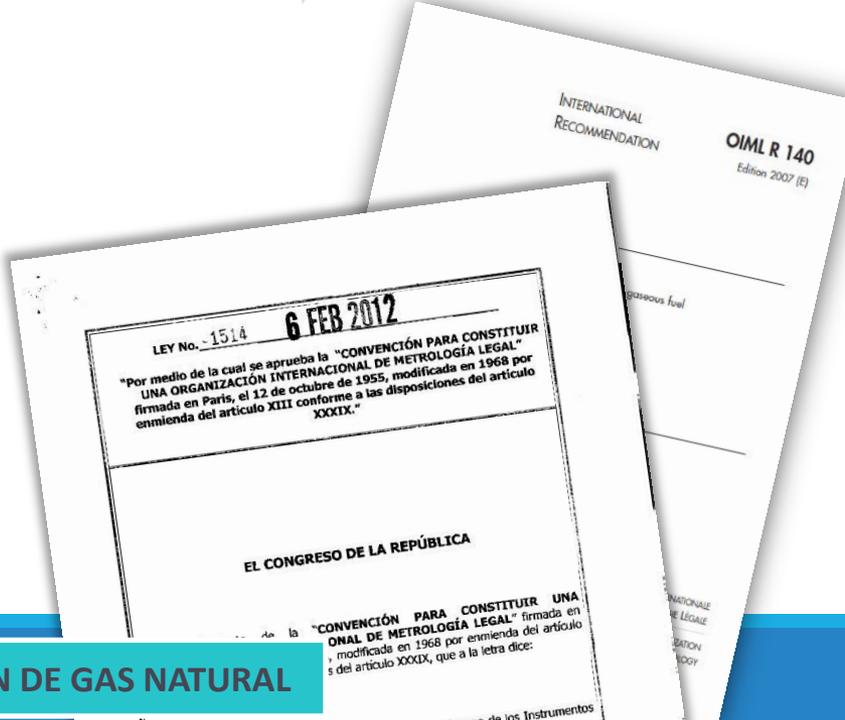
OIML R140 de 2007
"measuring systems for
gaseous fuel"

● **Res 126-13**
Clasificación

● **Res 41-08**
Definiciones

● **Res 54-07**
Calidad de gas

● **RUT**
Reglamento Único de Transporte
Resolución CREG 071 de 1999
(cap. 5 y 6)



Alcance



Puntos de recibo entre un productor y un transportador.

Transferencias entre transportadores.

Puntos de salida conectados a líneas de transporte.

Puntos de salida en redes de distribución (usuarios no regulados).

Otras mediciones NO incluidas: Fiscalización (*), GNL(líquido), Biogás y en general, cualquier otro gas combustible diferente al gas natural.

NTC6167: Estructura de acuerdo con el objetivo

1

Requisitos. incluye definiciones, clasificación y exactitud de los sistemas, así como elementos mínimos para diseño y construcción.

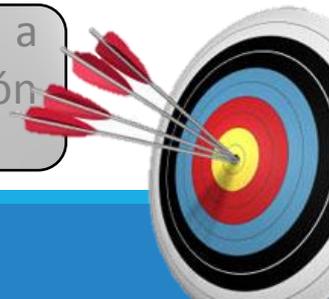
2

Directrices. Contiene aspectos que no presentan una única alternativa, tales como: módulo de medición, dispositivo de conversión de volumen, P, T, Z, S, PC y energía.

3

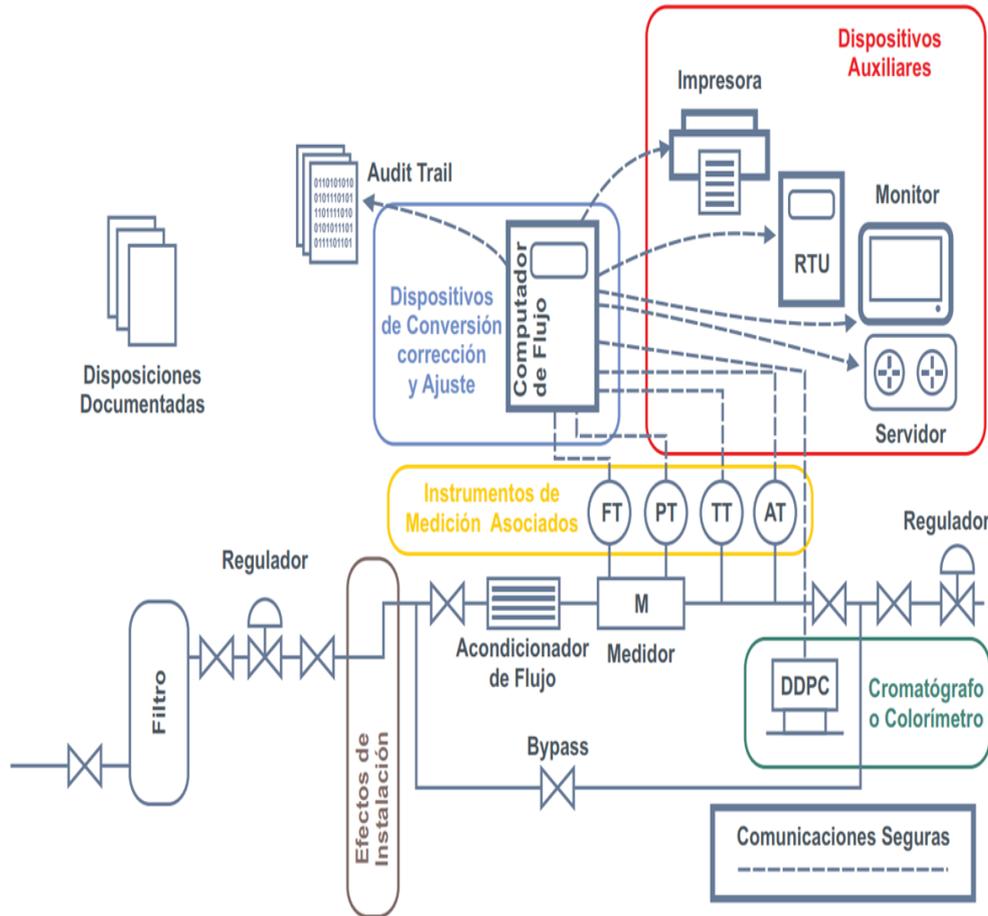
Procedimientos. Se establecen metodologías y estrategias para asegurar la trazabilidad, el control metrológico de los sistemas y garantizar su uso adecuado en el tiempo.

Aportar los lineamientos técnicos para garantizar una medición confiable a través de requisitos, directrices y procedimientos, de tal manera que la relación entre las partes involucradas sea transparente.



ASPECTOS RELEVANTES

Definición de sistema de medición de manera integral



En contraposición al enfoque tradicional, en donde se mantiene una visión desarticulada de los componentes, se incluyen como parte del sistema de medición tanto el módulo de medición como los dispositivos auxiliares y adicionales, así como las disposiciones documentadas que aseguren la calidad y trazabilidad de los datos.

ASPECTOS RELEVANTES

Clasificación de los sistemas de medición de acuerdo con su tamaño

- ❑ La resolución CREG 126 de 2013 modificó el numeral 5.2.3 del RUT incluyendo la clasificación de los sistemas de medición de acuerdo con el consumo horario máximo, asignando un error máximo permisible tanto en volumen como en energía para cada una de las clases (Sistemas Clase A, B, C y D).

De acuerdo con lo establecido en OIML R140, la clasificación de los sistemas se complementa de manera que permita escalar las exigencias técnicas de los sistemas que operan con volúmenes muy grandes y aquellos de menor capacidad. Para lo cual se consideran los siguientes aspectos:

- ❑ Errores Máximos Permisibles por módulos aplicables individualmente a los diferentes elementos que conforman el sistema de medición.
- ❑ Elementos constitutivos de un sistema de medición de acuerdo con la clase a la cual éste pertenece.

Económico

Debido a las exigencias técnicas diferenciales para cada clase de sistema de medición, las inversiones para instalación y los costos de O&M son acordes con el impacto de cada punto de transferencia de custodia

❑ **Sistemas existentes:** No se requieren cambios significativos en los sistemas actuales para dar cumplimiento a los requerimientos técnicos. El mayor reto está en documentar el cumplimiento de cada sistema de medición con respecto a las exigencias de su clase.

❑ **Balance de gas:** El aumento del Error Máximo Permisible en las clases B, C y D no representa un impacto significativo en el control del balance de las redes de transporte, ya que el mayor volumen transportado es medido por sistemas de clase A, los cuales son controlados dentro de $\pm 1,0\%$.

❑ **Mercado:** En el marco de las exigencias metrológicas establecidas se amplían las fronteras para el suministro de elementos de medición, lo cual eventualmente le permitirá a la industria contar con alternativas competitivas en el mercado para dar cumplimiento a las exigencias regulatorias.

- ❑ **Comunicación CNOGas-104-2016 de 10 de junio de 2016:** El CNOGas remite a la CREG las recomendaciones para modificar el RUT, según lo previsto en la NTC 6167.
- ❑ **Comunicación CREG-S-2016-005999 de 08 de septiembre de 2016:** La CREG solicita aclaración al CNOGas sobre algunos aspectos de las recomendaciones propuestas y particularmente acerca de las inversiones y costos de AOM requeridos para implementar la NTC 6167.
- ❑ **Comunicación CNOGas-282-2016 de 13 de diciembre de 2016:** Aclaraciones del CNOGas a consulta de la CREG en comunicación CREG-S-2016-005999 de 08 de septiembre de 2016.
- ❑ **Comunicación CREG-S-2017-001055 de 13 de marzo de 2017.** Solicitud de aclaración a propuestas en comunicación CNOGas-282-2016 de 13 de diciembre de 2016.
- ❑ **Comunicación CNOGas-174-2017 de 19 de mayo de 2017.** Aclaraciones a consulta de la CREG en comunicación CREG-S-2017-001055 de 13 marzo de 2017.

Bogotá D.C., 10 de junio de 2016.

CNOGas-104-2016

Doctor
Jorge Pinto Nolla
Director ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG
Ciudad

Asunto: Propuesta modificación RUT, según lo previsto en la NTC 6167

Respetado doctor Pinto,

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOGas, desde el año 2012 inició el desarrollo de un Protocolo Operativo de Medición, compartido en 2014 con la CREG, el cual fue ratificado como Norma Técnica Colombiana, NTC 6167, Medición de Transferencia de Custodia de Gas Natural en Gasoductos, por el Icontec el 16 de marzo de 2016. De acuerdo con lo anterior y considerando que los planteamientos técnicos definidos en la mencionada NTC se encuentran alineados con las normas técnicas internacionales, las mejores prácticas metroológicas, los convenios suscritos por el país en materia de calidad y metrología y las necesidades del sector de gas natural en Colombia, presentamos como anexo, para consideración de la Comisión, recomendaciones para armonizar lo definido en la NTC con el Reglamento Único de Transporte, RUT.

Las recomendaciones propuestas no tienen como alcance modificar las responsabilidades y propiedad de los agentes respecto a los sistemas de medición de transferencia de custodia. Estas se limitan únicamente a aspectos técnicos relacionados con los requisitos, directrices y procedimientos para el adecuado desarrollo de los procesos de medición de transferencia de custodia en gasoductos.

Dando cumplimiento a la práctica usual para sustentar el detalle de las recomendaciones propuestas por el CNOGas, solicitamos se nos permita el espacio en su agenda para este propósito.

Cordialmente


FREDI ENRIQUE LOPEZ SIERRA
Secretario Técnico del CNOGas

CREG 13 JUN 2016 9:11

Anexo lo anunciado en (16) Folio

c.c. Dr. Hernán Molina- Experto Comisionado
Dr. Jorge Eliecer Durán- Asesor
Dr. Jorge Eliecer Ortiz-Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
Miembros CNOGas

Modificaciones al Contenido del RUT según NTC 6167

PROPUESTA PARA ACTUALIZACIÓN DEL RUT EN MATERIA DE
MEDICIÓN

COMITÉ TÉCNICO DE MEDICIÓN



CONTENIDO

1.1 DEFINICIONES - CANTIDAD DE ENERGIA:	1
1.1 DEFINICIONES - CONDICIONES ESTÁNDAR:	1
1.1 PODER CALORÍFICO BRUTO (SUPERIOR).....	1
1.1 DEFINICIONES - ESTACIONES DE ENTRADA:.....	1
1.1 DEFINICIONES - ESTACIONES DE SALIDA:.....	2
1.1 DEFINICIONES - ESTACIONES ENTRE TRANSPORTADORES:.....	2
1.1 DEFINICIONES - ESTACIONES PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA:	2
1.1 DEFINICIONES - INSTALACIONES DEL AGENTE:.....	2
1.1 DEFINICIONES - PUNTO DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA:	2
1.1 DEFINICIONES - VOLUMEN ESTÁNDAR DE GAS NATURAL:	32
3.1 RESPONSABILIDAD Y PROPIEDAD DE LA CONEXIÓN, Y DE LOS PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA.	3
3.2 SOLICITUD DE COTIZACIÓN DE PUNTOS DE ENTRADA Y PUNTOS DE SALIDA.	5
3.3 CONDICIONES DE CONEXIÓN	7
5. MEDICION Y FACTURACION.....	7
5.1 MEDICIÓN.	7
5.2 MEDICION Y ASIGNACION DE CANTIDADES DE ENERGIA EN PUNTOS DE ENTRADA Y PUNTOS DE SALIDA.....	8
5.2.1 DETERMINACIÓN DE CANTIDADES DE ENERGÍA Y MEDICIÓN DE CALIDAD DE GAS EN ESTACIONES DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA, DE ENTRADA.	8
5.2.3 DETERMINACIÓN DE CANTIDADES DE ENERGÍA Y MEDICIÓN DE CALIDAD DEL GAS EN ESTACIONES DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA, DE SALIDA.	8
5.2.4 DETERMINACIÓN DE CANTIDADES DE ENERGÍA Y MEDICIÓN DE CALIDAD DEL GAS EN ESTACIONES DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA, ENTRE TRANSPORTADORES.	8
5.3 MEDICIÓN VOLUMÉTRICA.	9
5.3.1. SISTEMA DE MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.....	9
5.3.2 PROPIEDAD DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.....	9
5.3.3. INSTALACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.	10



5.3.4. REPARACIÓN Y REPOSICIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.....	10
5.3.5. EQUIPO DE VERIFICACIÓN DE MEDICIÓN.....	10
5.4.1. DETERMINACIÓN DE LA TEMPERATURA DE FLUJO.....	11
5.4.2 DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN ABSOLUTA DE FLUJO.....	11
5.4.3 DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS.....	11
5.4.4. DETERMINACIÓN DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS.....	11
5.4.5. DETERMINACIÓN DEL PODER CALORÍFICO.....	11
5.4.6. EQUIVALENCIA ENERGÉTICA DEL GAS NATURAL.....	12 14
5.5 PRECISION, ACCESO Y CALIBRACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN.....	12
5.5.1. MÁRGENES DE ERROR EN LA MEDICIÓN.....	12
5.5.3. CALIBRACIÓN E INSPECCIÓN DE EQUIPOS Y SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.....	12
5.5.3.1. PRIMERA CALIBRACIÓN E INSPECCIÓN.....	13 12
5.5.3.2 CONTROL METROLÓGICO Y VERIFICACIONES POSTERIORES DE LOS EQUIPOS Y SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.....	13
5.5.6. CONTROL DE ENTREGAS Y RECEPCIONES.....	13
5.6 OBLIGACIONES DE LOS AGENTES Y TRANSPORTADORES.....	14 13
5.6.1. OBLIGACIONES DEL TRANSPORTADOR.....	14 13
5.6.2. OBLIGACIONES DEL AGENTE.....	14
6. ESTÁNDARES Y NORMAS TÉCNICAS APLICABLES.....	15
6.1 CUMPLIMIENTO DE NORMAS Y ESTÁNDARES.....	15
6.2 RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS SOBRE NORMAS TECNICAS.....	16



Para todos los aspectos técnicos relacionados con los sistemas de medición de transferencia de custodia relacionados con definiciones, se debe aplicar lo establecido en capítulo 3 terminología de la norma NTC 6167 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

1.1 DEFINICIONES - CANTIDAD DE ENERGIA:

Energía determinada a partir del volumen medido en un Punto de Transferencia de Custodia de un Sistema de Transporte, expresada en MBtu (Millones de unidades térmicas británicas) o su equivalente en el Sistema Internacional de Unidades.

1.1 DEFINICIONES - 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 14,65 psi, y a una temperatura de 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 14,65 psi y temperatura de 60 °F. Cualquier otra condición debe ser indicada explícitamente.

1.1 PODER CALORÍFICO BRUTO (SUPERIOR)

Cantidad de calor que sería liberado por la combustión completa en aire de una cantidad específica de gas, de manera que la presión a la cual la reacción se produce permanece constante, y todos los productos de combustión son llevados a la misma temperatura especificada de los reactantes, estando todos estos productos en estado gaseoso excepto el agua formada por combustión, la cual es condensada al estado líquido a la temperatura especificada.

NOTAS:

- 1) En todos los casos, dentro del ámbito del RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen o sustituyan, siempre que se utilice el término poder calorífico se estará haciendo referencia al poder calorífico bruto (superior).
- 2) La entalpía de condensación y la entalpía de combustión dependen directamente de la temperatura y la presión; por consiguiente la energía se considera a condiciones base.
- 3) El poder calorífico debe determinarse sobre una base másica o volumétrica.

1.1 DEFINICIONES - ESTACIONES DE ENTRADA:

Conjunto de bienes destinados, entre otros aspectos, a la medición del volumen y la calidad del gas, así como a la determinación 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 considerarán como un Productor-Comercializador. Para el caso de intercambios internacionales los comercializadores involucrados acuerdan cómo asumir responsabilidades sobre la Estación.

1.1 DEFINICIONES - ESTACIONES DE SALIDA:

Conjunto de bienes destinados, entre otros aspectos, a la medición del volumen y la determinación 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.

1.1 DEFINICIONES - ESTACIONES ENTRE TRANSPORTADORES:

Conjunto de bienes destinados, entre otros aspectos, a la medición del volumen y la calidad del gas, así como a la determinación 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.

1.1 DEFINICIONES - 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 determinar 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 el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen o sustituyan.

1.1 DEFINICIONES - 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.

1.1 DEFINICIONES - 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).



1.1 DEFINICIONES - VOLUMEN ESTÁNDAR DE GAS NATURAL:

Es aquel volumen de gas, real y seco (que cumpla las especificaciones del RUT, en cuanto a concentración de vapor de agua) referido a condiciones estándar.

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 SNT es técnicamente factible si cumple con los siguientes requisitos:

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

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

Para obtener la capacidad máxima del tramo el transportador debe calcular la Capacidad Máxima de Mediano Plazo del respectivo sistema, CMMP, utilizada para efectos del cálculo de cargos regulados de transporte. El cálculo se debe hacer con base en el procedimiento adoptado por la CREG en la metodología vigente de remuneración de la actividad de transporte de gas natural.

- iv) La demanda del Remitente Potencial no pueda ser atendida por el distribuidor que le presta o le puede prestar el servicio, como consecuencia de condiciones técnicas o de seguridad, de acuerdo con la regulación desarrollada al respecto en resolución independiente.



v) Si el Remitente Potencial es un usuario que hace parte de la Demanda Esencial, según lo establecido en el Decreto 2100 de 2011, además de solicitar el acceso deberá suscribir un contrato de transporte en firme.

La construcción de Puntos de Entrada sobre un tramo de gasoducto del SNT es técnicamente factible si:

- i) Se ajusta a los requerimientos de normas técnicas, ambientales y de seguridad aplicables e;
- ii) Incluye válvula de operación remota compatible con el sistema de comunicaciones del respectivo sistema de transporte, en aquellos casos en los cuales se requiera su instalación de acuerdo con lo establecido en el Anexo 1 de la presente resolución.

e) Los perjuicios ocasionados por intervenciones en los Puntos de Entrada y Salida, que configuren falla en la prestación del servicio serán responsabilidad de los transportadores, sin perjuicio de la obligación de dar aviso amplio y oportuno a los Agentes involucrados.

f) El Remitente Potencial deberá pagar al transportador los costos eficientes por la construcción, operación y mantenimiento de los Puntos de Entrada y Salida, y como máximo los valores calculados de conformidad con el Anexo 1 de la presente resolución.

Con respecto a la Conexión:

a) El Remitente Potencial será el responsable por la construcción de la Conexión. Cuando la Conexión para un Usuario No Regulado esté construida sobre espacios públicos, el Transportador será el responsable y encargado de la operación y el mantenimiento de la misma.

b) El Remitente Potencial será responsable por la adquisición de los terrenos, y derechos, así como por la obtención de las respectivas licencias y permisos requeridos para la construcción y operación de la Conexión.

c) El Remitente Potencial será responsable de la operación y mantenimiento de la Conexión, y deberá presentar al Transportador un Programa anual de Mantenimiento. Se exceptúa esta condición cuando el Remitente Potencial sea un Distribuidor.

d) Los perjuicios ocasionados por reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la Conexión serán responsabilidad del Remitente Potencial o del Transportador en los casos en que éste sea el operador de la Conexión, sin perjuicio de la obligación de dar aviso amplio y oportuno a los Agentes involucrados.

e) El transportador no estará obligado a proporcionar el Servicio de Transporte hasta tanto las Instalaciones del Remitente Potencial cumplan con los requerimientos de las normas técnicas y de seguridad vigentes del RUT 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 del RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen o sustituyan

f) En el caso de que la Conexión sea construida por un tercero distinto al Transportador, para efectos de verificar el cumplimiento de las especificaciones de calidad y seguridad existirán las

siguientes alternativas: i) que el transportador adelante la interventoría a costa del propietario; o ii) que el remitente contrate una entidad Certificadora debidamente acreditada por la autoridad competente.

g) El Remitente Potencial está obligado a realizar el mantenimiento de la Conexión y las labores de coordinación con el Plan de Contingencias del transportador. Para lo anterior podrá contratar al transportador o un tercero especializado en estas labores dando cumplimiento a las normas de las autoridades respectivas con respecto a la atención de emergencias y desastres.

h) El propietario deberá suministrar un sistema de medición para transferencia de custodia que sea compatible con los sistemas de telemetría del Transportador.

Los activos de los Puntos de Entrada y Salida no serán incluidos en la base de activos para definir los cargos regulados para remunerar la actividad de transporte, con excepción de aquellos que hayan sido incluidos por la CREG en la Base de Activos a la fecha de expedición de la presente Resolución.

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

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

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

El costo máximo que un transportador puede cobrar por la construcción, operación y mantenimiento de un Punto de Entrada o un Punto de Salida será el que resulte de aplicar las disposiciones establecidas en el Anexo 1 de la presente resolución.

Cuando el acceso no sea factible por razones técnicas o de seguridad, se podrá rechazar la solicitud, no obstante en la respuesta del transportador deberá especificarse si se tiene previsto un Plan de Expansión que permita ofrecer servicios de transporte y en qué plazo estimado estaría disponible. La justificación del análisis de factibilidad técnica deberá ser 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 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 el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen 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 establecido 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, quién respetará el principio de neutralidad en tales procedimientos. Los perjuicios que por esta causa se puedan presentar en un Sistema de Transporte serán a cargo del 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 el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen 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, en el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen 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 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 en el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen 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.

5. MEDICION Y FACTURACION.

Para todos los aspectos técnicos relacionados con los sistemas de medición de transferencia de custodia, se debe aplicar lo establecido en la norma NTC 6167 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

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 el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen 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 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 MEDICION Y ASIGNACION DE CANTIDADES DE ENERGIA EN PUNTOS DE ENTRADA Y PUNTOS DE SALIDA.

5.2.1 DETERMINACIÓN DE CANTIDADES DE ENERGÍA Y MEDICIÓN DE CALIDAD DE GAS EN ESTACIONES DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA, DE ENTRADA.

Para determinar 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 lo modifiquen o adicionen, así como lo establecido en el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen 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.

5.2.3 DETERMINACIÓN DE CANTIDADES DE ENERGÍA Y MEDICIÓN DE CALIDAD DEL GAS EN ESTACIONES DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA, DE SALIDA.

La Determinación de las Cantidades de Energía y la medición 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 el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen 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) y con trazabilidad en las mediciones, adecuados a los efectos de la facturación, así mismo, estos registros deberán ser enviados a los CPC a través de Equipos de Telemetría. El remitente deberá disponer, a su costo, de todos los equipos para medir el volumen y la calidad de manera remota en las Estaciones de Salida.

5.2.4 DETERMINACIÓN DE CANTIDADES DE ENERGÍA Y MEDICIÓN DE CALIDAD DEL GAS EN ESTACIONES DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA, ENTRE TRANSPORTADORES.

Para determinar 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 determinar las cantidades de energía y medir la calidad según lo dispuesto en el numeral 6.3 de la presente Resolución, o aquellas normas que lo modifiquen o adicionen, así como lo establecido en el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen 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.

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 el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen 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 el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen 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, máscos 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 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 el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen 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 el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen 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.

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 el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen 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 período 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 el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen o sustituyanEl 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 el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen o sustituyan 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.

La temperatura de flujo será determinada por el Transportador de acuerdo con los estándares y requisitos técnicos exigidos en el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen o 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 el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen o 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 el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen 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 en el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen 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 el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen 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 el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen 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 el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen 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 en el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen 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 períodos de aplicación de los valores obtenidos.

5.5 PRECISION, ACCESO Y CALIBRACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN.

5.5.1. MÁRGENES DE ERROR EN LA MEDICIÓN.

Una medición está dentro de los márgenes de error 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 en el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen o sustituyan

Una medición se considera inválida o no-conforme si no cumple con las exigencias dadas en el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen o sustituyan según sea la clase del Sistema de Medición. Cuando la Medición sea inválida o 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 período que dichos Sistemas de Medición estuvieron fuera de servicio o en falla, el parámetro se determinará con base en la mejor información disponible y haciendo uso del primero de los siguientes métodos que sea factible (o de una combinación de ellos), en su orden:

1. Los registros del Sistema de Medición de Verificación siempre que 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 siguiente.
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 medición.

5.5.3. CALIBRACIÓN E INSPECCIÓN DE EQUIPOS Y SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.



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 el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen o sustituyan, incluyendo lo establecido en el numeral 6.3 de la NTC 6167. 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. Para efectos de la presente Resolución la competencia de los laboratorios de calibración y de los organismos de inspección será demostrada mediante la acreditación ISO/IEC 17025 e ISO/IEC 17020, respectivamente.

5.5.3.2 CONTROL METROLÓGICO Y VERIFICACIONES POSTERIORES DE LOS EQUIPOS Y SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.

Para la realización del control metrológico y las verificaciones posteriores 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 el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen o sustituyan, incluyendo lo establecido en el numeral 6.4 de la NTC 6167. El costo será asumido por el propietario de los equipos de medición de transferencia de custodia.

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 el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen 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 el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen o sustituyan, los equipos deberán ser ajustados.

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. Para efectos de la presente Resolución la competencia de los laboratorios de calibración y de los organismos de inspección será demostrada mediante la acreditación ISO/IEC 17025 e ISO/IEC 17020, respectivamente.

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 OBLIGACIONES DE LOS AGENTES Y TRANSPORTADORES.

5.6.1. OBLIGACIONES DEL TRANSPORTADOR.

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

1. No ejecutar ningún Contrato de Transporte hasta tanto 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 este Reglamento y con lo establecido en el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen o sustituyan². Realizar la medición de los parámetros arriba señalados, con la periodicidad establecida en el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen 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.
5. Colocar en el BEO la información indicada en el presente Reglamento. La falta de Medición del consumo, por acción u omisión de la empresa Transportadora, le hará perder el derecho al cobro del Servicio de Transporte. La que tenga lugar por acción u omisión del Agente, justificará la suspensión del servicio o la terminación del Contrato, sin perjuicio de que el Transportador determine el consumo en las formas a las que se refiere el artículo 146 de la Ley 142/94, 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 este Reglamento y con lo establecido en el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen o sustituyan². 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 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 en el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen o sustituyan.
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.

6. ESTÁNDARES Y NORMAS TÉCNICAS APLICABLES.

Los estándares, normas técnicas y de seguridad que deberán aplicar para el diseño, construcción, operación, mantenimiento y puesta en marcha del Sistema Nacional de Transporte, tomarán en consideración la compilación del Código de Normas Técnicas y de seguridad efectuada por el Ministerio de Minas y Energía.

6.1 CUMPLIMIENTO DE NORMAS Y ESTÁNDARES.

El Sistema de Transporte y las conexiones existentes o futuras deben cumplir con los requisitos establecidos en el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen o sustituyan las normas técnicas expedidas por el ICONTEC 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 entre otras, 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 el Artículo 4o. <sic, 5o> Numerales 10 y 25 de la Ley 99 de 1994 <sic, 1993> y demás que la modifiquen, deroguen o adicionen; o aquellas que establezcan otras autoridades ambientales competentes.

El Transportador estará obligado a comunicar al propietario de la Conexión, las normas específicas que deberán cumplirse y se abstendrá de prestar el Servicio de Transporte a través de las Conexiones, en los Puntos de Entrada o en los Puntos de Salida de su Sistema de Transporte, que no cumplan con los requisitos técnicos y de seguridad establecidos por las normas y estándares aplicables.

6.2 RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS SOBRE NORMAS TECNICAS.

Las discrepancias entre normas internacionales o nacionales aplicables deberán ser resueltas 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 encontrar una resolución al conflicto deberá solicitarse una resolución por parte del Ministerio de Minas y Energía, al igual que en el caso de conflictos que se presenten entre el Transportador y el propietario de la Conexión.





Comisión de Regulación
de Energía y Gas



Bogotá, D.C.,

Señor
FREDI LOPEZ
Secretario
CNO GAS
secretariotecnico@cnogas.org.co
Avenida El Dorado No. 68C-61, Oficina 532
Bogotá

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)
RADICADO : S-2016-005989 8/Sep/2016
No.REFERENCIA:
MEDIO: CORREO No. FOLIOS: 3 ANEXOS: SI
DESTINO CONSEJO NACIONAL DE OPERACION DE GAS
NATURAL-CNO-GAS.
Para Respuesta o Adicionales Cite No. de Radicación

Asunto: Aclaraciones a la propuesta de ajustes al RUT - protocolo operativo de medición

Respetado señor López:

Dentro del análisis de la propuesta de ajustes al RUT respecto al protocolo operativo de medición, le solicitamos nos alleguen la siguiente información:

1. 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.
2. Información asociada a los análisis de impacto para los puntos de transferencia de custodia, las inversiones que se deberían hacer cada uno de los remitentes para cumplir con las propuestas realizadas de ajuste al RUT, desagregada acorde a las tablas incluidas en el 1 anexo a la presente carta, las cuales son:
 - a. Inversiones y AOM que incurrirían los transportadores de manera transversal a su sistema para incorporar las propuestas del RUT (ver hoja: INV_AOM_transportadores_gen)
 - b. Inversiones y AOM que incurrirían los transportadores en los diferentes puntos de transferencia de custodia - PTC para incorporar las propuestas del RUT (ver hoja: INV_AOM_transportadores_PTC)



Av. Calle 118 No. 7-15 Int. 2. Oficina 901
Edificio Cuseazar Bogotá, D.C. Colombia
(1) 6032020 / Fax: (1) 6032100
creg@creg.gov.co
www.creg.gov.co

Señor
Fredí Lopez
CNO GAS
2 / 3

- c. Inversiones y AOM que incurrirían los remitentes en los diferentes puntos de transferencia de custodia - PTC para incorporar las propuestas del RUT (ver hoja: INV_AOM__remitentes_PTC)
- d. Inversiones y AOM que incurrirían los transportadores y remitentes en los diferentes puntos de transferencia de custodia - PTC para incorporar las propuestas del RUT diferentes a elementos asociados a medición si existieran(ver hoja: INV_AOM_adicionales)
- e. Calculo del efecto en proyectos nuevos al incorporar las propuestas del RUT diferentes a elementos asociados a medición si existieran(ver hoja: análisis nuevos proyectos)

Les solicitamos que ésta información sea enviada en un libro de Excel formato xism.

3. Le solicitamos que pueda aclararnos la implicación económica en cuanto la propuesta de medición en línea para los puntos de transferencia de custodia que estén operando fuera de línea, si existen, a partir de lo expresado en el numeral 5.2.1 sobre:

“El Transportador será el responsable de la medición en línea para determinar la cantidad de energía y verificar”

¿Qué cantidad de puntos de transferencia de custodia, se les deberían instalar facilidades para contar con la medición en línea? Y ¿cuánto costaría?

4. Análisis de impacto desde la perspectiva de balances de gas tanto entre el productor comercializador –transportador y del transportador con el remitente-distribuidora la propuesta de error máximo permisible natural acorde a la variación de las clases.
5. Análisis de congruencia entre las normas ya incluidas en el RUT y las normas, propuestas a incluir del listado que permitan evidenciar el evitar contradicciones en la aplicación, asimismo, en el caso de que a partir del análisis el CNOG considere aplicación parcial de las normas citadas se solicita especificar las secciones de las normas que solicitan se apliquen. Las normas que se sugieren por parte de ustedes son las siguientes:

- a. GERG: Groupe Européen de Recherches Gazières
- b. GPA: Gas Processors Association



Señor
Fredí Lopez
CNO GAS
3 / 3

- c. ISO: International Organization for Standardization
- d. MID-EU: Measuring Instruments Directive – Europe Union
- e. OIML: Organisation Internationale de Métrologie Légale

6. Sobre la propuesta de ajuste

“Las discrepancias entre normas internacionales o nacionales aplicables deberán ser resueltas 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 encontrar una resolución al conflicto deberá solicitarse una resolución por parte del Ministerio de Minas y Energía, al igual que en el caso de conflictos que se presenten entre el Transportador y el propietario de la Conexión.”

Se solicita nos comparta la información del análisis jurídico respecto al cambio de rol del ministerio frente a la condición actual del RUT a la luz de las competencias de la Comisión en la expedición normativa.

De antemano agradecemos la atención prestada a la presente y en el caso que el CNOG considere adecuada una reunión para aclarar las inquietudes planteadas e información solicitada siéntanse en libertad de solicitarla.

Cordialmente,



JORGE PINTO NOLLA
Director Ejecutivo

Anexo 1: Libro Excel: 2016.09_05_solicitud_aclaraciones_V00.xlsm



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)
No. RADICACION: E-2016-013681 13/Dic/2016-12:25:47
MEDIO: CORREOS No. FOLIOS: 1 ANEXOS: ARCHIVO
CREG
ORIGEN CONSEJO NACIONAL DE OPERACION DE GAS
NATURAL-CNO-GAS-
DESTINO German Castro Ferreira

13 DE DICIEMBRE DE 2016

Bogotá D.C., 13 de diciembre de 2016

CNOGas-282-2016

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

Asunto: Respuesta a comunicación con radicado No S-2016-005999 de 18 de septiembre de 2016, Aclaraciones a la propuesta de ajuste al RUT – protocolo operativo de medición.

Respetado doctor,

En atención a la comunicación del asunto y al resultado de la reunión con la Comisión el 3 de noviembre de 2016 en donde se realizó presentación con las aclaraciones a cada uno de los requerimientos realizados por la CREG, nos permitimos remitir respuesta a las consultas.

1. 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.

2. Información asociada a los análisis de impacto para los puntos de transferencia de custodia, las inversiones que se deberían hacer cada uno de los remitentes para cumplir con las propuestas realizadas de ajuste al RUT, desagregada acorde a las tablas incluidas en el 1 anexo a la presente carta, las cuales son:

a. Inversiones y AOM que incurrirían los transportadores de manera transversal a su sistema para incorporar las propuestas del RUT (ver hoja: INV_AOM_transportadores_gen).

b. Inversiones y AOM que incurrirían los transportadores en los diferentes puntos de transferencia de custodia - PTC para incorporar las propuestas del RUT (ver hoja: INV_AOM_transportadores_PTC).

c. Inversiones y AOM que incurrirían los remitentes en los diferentes puntos de transferencia de custodia – PTC para incorporar las propuestas del RUT (ver hoja: INV_AOM_remitentes_PTC).

d. Inversiones y AOM que incurrirían los transportadores y remitentes en los diferentes puntos de transferencia de custodia - PTC- para incorporar las propuestas del RUT



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

diferentes a elementos asociados a medición si existieran (ver hoja: INV_AOM_adicionales).

e. Cálculo del efecto en proyectos nuevos al incorporar las propuestas del RUT diferentes a elementos asociados a medición si existieran (ver hoja: análisis nuevos proyectos).

Les solicitamos que esta información sea enviada en un libro de Excel formato xlsx.

Comentario CNOGas. 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.

3. Le solicitamos que pueda aclararnos la implicación económica en cuanto la propuesta de medición en línea para los puntos de transferencia de custodia que están operando fuera de línea, si existen, a partir de lo expresado en el numeral 5.2.1 sobre:

"El transportador será el responsable de la medición en línea para determinar la cantidad de energía y verificar".

¿Qué cantidad de puntos de transferencia de custodia, se les deberían instalar facilidades para contar con la medición en línea? Y ¿Cuánto costaría?

Comentario CNOGas. El análisis realizado por el CNOGas permite concluir que no se presentan implicaciones económicas para los agentes del sector del gas natural teniendo en cuenta las siguientes premisas:

a. El artículo 3°. MODIFICACIONES, de la Resolución CREG 041 de 2008 establece que: "Se modifican los numerales 1.2.1, 1.2.2...(…) 5.2.1...(…) del Anexo General de la Resolución CREG-071 de 1999 (RUT), los cuales quedarán así"

b. El texto del numeral 5.2.1 propuesto en el documento remitido por el CNOGas a la CREG es igual en su contexto al enunciado en la Resolución CREG 041 de 2008, con la diferencia de la expresión "...*así como lo establecido en el RUT o aquellas resoluciones que lo modifiquen o sustituyan*" que hace énfasis en la aplicación de los eventuales cambios que se le hagan a las resoluciones, entre otras, al RUT.



(571) 7426779; Cel. 316 8308034 URL: www.cnogas.org.co; Email: info@cnogas.org.co



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



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

- c. La modificación del numeral 5.2.1 en la Resolución CREG 041 de 2008, establece que el Productor-comercializador es el responsable de contar con toda la información en línea requerida por el transportador.
- d. Lo previsto en la Resolución CREG 041 de 2008 aplica para Puntos de Entrada al SNT.

4. Análisis de impacto desde la perspectiva de balances de gas tanto entre productor-comercializador-transportador y del transportador con el remitente-distribuidora la propuesta de error máximo permisible natural acorde a la variación de las clases.

Comentario CNOGas. El CNOGas en el año 2012 realizó a través de algunas de las empresas miembros, TGI, Promigas, Ecopetrol y Gas Natural, análisis del impacto generado en sus balances de gas encontrando que las recomendaciones propuestas por el CNOGas (i) No generan desbalances mayores a los establecidos actualmente en las diferentes resoluciones y (ii) Las recomendaciones del CNOGas se aplican desde el año 2013, con las Resoluciones CREG 126 y 127. Algunos otros aspectos a continuación:

- a. El numeral 4.9.1 del RUT establece el mecanismo para la asignación de pérdidas en un sistema de transporte y fija en el 1% las pérdidas que se pueden trasladar a los remitentes. Los excesos del 1% son a cargo del transportador.
- b. Los errores máximos permisibles (EMP's) para cada Clase de sistema de medición fueron incluidos en las Resoluciones CREG 126 y 127 de 2013.
- c. Estas caracterizaciones de los sistemas de medición - EMP's y Clases - pretenden ajustar lo previsto en el RUT haciéndolo más real y acorde a las condiciones de volúmenes y/o flujos horarios medido en un sistema de medición.

5. Análisis de congruencia entre las normas ya incluidas en el RUT y las normas, propuestas a incluir del listado que permiten evidenciar el evitar contradicciones en la aplicación, asimismo, en el caso de que a partir del análisis el CNOG considere aplicación parcial de las normas citadas se solicita especificar las secciones de las normas que solicitan se apliquen. Las normas que se sugieren por parte de ustedes son las siguientes:

- a. GERG: Groupe Européen de Recherches Gazières
- b. GPA: Gas Processors Association
- c. ISO: International Organization for Standardization
- d. MID-EU: Measuring Instruments Directive – Europe Union
- e. OIML: Organisation Internationale de Métrologie Légale

Comentario CNOGas. Las normas descritas en la comunicación de la CREG hacen parte de las DIRECTRICES incluidas en la NTC 6167 para permitir alternativas adicionales de evaluación de cumplimiento de los sistemas de medición.



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

6. Sobre la propuesta de ajuste

“Las discrepancias entre normas internacionales o nacionales aplicables deberán ser resueltas 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 encontrar una resolución al conflicto deberá solicitarse una resolución por parte del Ministerio de Minas y Energía, al igual que en el caso de conflictos que se presenten entre el Transportador y el propietario de la Conexión”.

Se solicita nos comparta la información del análisis jurídico respecto al cambio de rol del ministerio frente a la condición actual del RUT a la luz de las competencias de la Comisión en la expedición normativa.

Comentario CNOGas. Consideramos que se generó una confusión por la expresión, “... (...)... deberá solicitarse una resolución por parte del Ministerio de Minas y Energía... (...)”, considerando los siguientes aspectos:

a. La propuesta del CNOGas de ninguna manera pretende modificar el rol del Ministerio de Minas y Energía o de la CREG. La propuesta coincide con lo previsto actualmente en el RUT.

b. Entendemos que el comentario de la Comisión se genera por la siguiente expresión de la propuesta del CNOGas: “..(...) En caso de no encontrar una resolución al conflicto deberá solicitarse una resolución por parte del Ministerio de Minas y Energía,..(....)..”. Subrayado fuera de texto.

c. El CNOGas no pretende que el Ministerio de Minas y Energía a través de una **resolución** resuelva el conflicto. La expresión **resolución** se asocia a resolver la situación presentada. Lo cual está contemplado en el numeral 6,2 del RUT.

Cordialmente



FREDI ENRIQUE LOPEZ SIERRA
Secretario Técnico

Anexo: Tabla costos adicionales estimados por sistemas de medición.

c.c. Dr. Hernán Molina- Experto Comisionado
Miembros CNOGas

PARÁMETROS ADICIONALES_Verificación cumplimiento

1	ACTIVIDADES	NTC 6167	RUT/CONTRATOS		FRECUENCIA	COMENTARIOS
			SI	NO		
1.1	Verificación inicial	SI	X			
1.1.1	Inspecciones	SI	X			
1.1.2	Calibraciones	SI	X			
	Medidor de flujo	SI	X			
	Presión	SI	X			
	Temperatura	SI	X			
	Cromatógrafos	SI	X			
	Computador de flujo	SI	X			
1.2	Verificaciones posteriores	SI		X		
1.2.1	Inspecciones	SI	X			Según programación entre agentes y por modificaciones a la instalación. Para inspecciones posteriores la NTC 6167 adiciona 2 inspecciones en un período de 5 años.
1.2.2	Calibraciones	SI		X		
	Medidor de flujo	SI		X		
	Presión	SI	X		1-6 meses	
	Temperatura	SI	X		1-6 meses	
	Cromatógrafos	SI	X		1-3 meses	Por mejores prácticas se realiza entre 1 y 3 meses.
	Computador de flujo	SI	X		1-6 meses	Acuerdo entre las partes para ampliar frecuencias.

OBSERVACIONES:

Inspecciones las asume el transportador y son remuneradas vía tarifa.
Las calibraciones las asume el Remitente/Cliente.

COSTOS ADICIONALES ESTIMADOS POR SISTEMAS DE MEDICIÓN

ITEM	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	FRECUENCIA ADICIONAL	SISTEMA DE MEDICIÓN	CANTIDAD	VR. UNIT (COP\$)	VR. TOTAL (COP\$)	VR. ANUAL (COP\$)
1	Inspecciones posteriores	2 inspecciones en periodo de 5 años					
			CLASE A	2	\$ 7.500.000	\$ 15.000.000	\$ 3.000.000
			CLASE B	2	\$ 7.500.000	\$ 15.000.000	\$ 3.000.000
			CLASE C	2	\$ 5.000.000	\$ 10.000.000	\$ 2.000.000
			CLASE D	2	\$ 1.000.000	\$ 2.000.000	\$ 400.000
2	Calibración medidores de flujo	1 calibración en periodo de 6 años					
			CLASE A	1	\$ 9.600.000	\$ 9.600.000	\$ 1.600.000
			CLASE B	2	\$ 6.000.000	\$ 12.000.000	\$ 2.000.000
			CLASE C	2	\$ 2.000.000	\$ 4.000.000	\$ 666.667
			CLASE D	2	\$ 1.000.000	\$ 2.000.000	\$ 333.333

OBSERVACIONES:

CLASES A son de tipo ultrasónico y se calibran con una frecuencia de cada 6 años (Se tomó un medidor promedio de 10").
 CLASES B, C y D son de tipo turbinas, rotativos y diafragmas y se calibran con una frecuencia de cada 3 años
 Los valores unitarios incluyen el servicio total: desplazamientos, inspección, recurso humano, informe, etc.
 Los costos aquí estipulados corresponden a laboratorios y organismos de inspección acreditados y ubicados en Colombia.

Bogotá, D.C.,

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)
RADICADO : S-2017-001055 13/Mar/2017
No.REFERENCIA: E-2016-013681
MEDIO: CORREO No. FOLIOS: 2 ANEXOS: NO
DESTINO CONSEJO NACIONAL DE OPERACION DE GAS
NATURAL-CNO-GAS-
Para Respuesta o Adicionales Cite No. de Radicación

Señor
FREDI LOPEZ SIERRA
Secretario
CNO GAS
secretariotecnico@cnogas.org.co
Avenida El Dorado No. 68C-61, Oficina 532
Bogotá

Asunto: Aclaraciones a la propuesta de ajustes al RUT - protocolo operativo de
medición
Radicado E-2016-013681, CNOGas-282-2016

Respetado señor López:

Acusamos recibo de la comunicación relacionada en el asunto, en donde se presenta una propuesta de ajustes al RUT, en relación con el protocolo operativo de medición. Habiendo analizado la misma, nos surgen unas inquietudes, que consideramos importantes y que solicitamos se nos aclaren:

- i. En el Excel anexo a la comunicación CNOGas-282-2016 en la hoja "Parámetros generales" para mayor claridad se solicita separar las comunas asociadas a los requerimientos contractuales y RUT para comparación entre el estado actual de requerimientos frente a los requerimientos que implican la NTC 6167 de 2016.
- ii. Aclarar los requerimientos adicionales en los sistemas de calidad de las compañías para implementar las actividades que impone la norma.
- iii. En el Excel anexo a la comunicación CNOGas-282-2016 en la hoja "Costos activos adicionales", en el entendido que todos son gastos de AOM, acorde a lo manifestado en la comunicación se solicita:
 - a. Incluir una comparación en los costos unitarios de los valores que se gastan actualmente aplicando el RUT vs los valores que se gastarían aplicándola NTC6167 de 2016.
 - b. Estimación de los costos totales para el SNT aplicando únicamente el RUT y los costos de totales aplicando los requerimientos de la NTC 6167, para un periodo de cinco años.

Señor
Fredi Lopez
CNO GAS
2 / 2

- c. Considerando que pueden existir costos adicionales respecto a la inclusión de los requerimientos de los requisitos de la NTC 6167 en los sistemas de calidad de las empresas, se solicita un estimativo a nivel del SNT de este costo frente al costo que se tiene actualmente respecto a los requerimientos del RUT, para un periodo de cinco años.

Para la información requerida se solicita envíen la hoja de cálculo. De antemano agradecemos la atención prestada a la presente y quedamos atentos a su pronta respuesta.

Cordialmente,



GERMAN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

Bogotá D.C., 19 de mayo de 2017

CNOGAS-174-2017

Doctor

Germán Castro Ferreira

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG

Ciudad

Asunto: Su comunicación con radicado No S-2017-001055 de 13 de marzo de 2017, Aclaraciones a la propuesta de ajustes al RUT-protocolo operativo de medición. Radicado E-2016-013681, CNOGas-282-2016.

Respetado doctor Castro

En atención a la comunicación del asunto, nos permitimos remitir respuesta a las consultas realizadas por la Comisión:

- i. En el Excel anexo a la comunicación CNOGas-282-2016 en la hoja "Parámetros generales" para mayor claridad se solicita separar las comunas asociadas a los requerimientos contractuales y RUT para comparación entre el estado actual de requerimientos frente a los requerimientos que implican la NTC 6167 de 2016.

Comentario CNOGas. A continuación presentamos la modificación requerida por la Comisión, la cual, para dar mayor claridad y entendimiento, consideró la eliminación de la expresión "Contratos", quedando identificadas las diferencias entre lo previsto en la NTC 6167 y el RUT.

1	ACTIVIDADES	NTC 6167	RUT		FRECUENCIA	COMENTARIOS
			SI	NO		
1.1	Verificación inicial	SI	X			
1.1.1	Inspecciones	SI	X			
1.1.2	Calibraciones	SI	X			
	Medidor de flujo	SI	X			
	Presión	SI	X			
	Temperatura	SI	X			
	Cromatógrafos	SI	X			
	Computador de flujo	SI	X			
1.2	Verificaciones posteriores	SI		X		
1.2.1	Inspecciones	SI	X			Según programación entre agentes y por modificaciones a la instalación. Para inspecciones posteriores la NTC 6167 adiciona 2 inspecciones en un período de 5 años.
1.2.2	Calibraciones	SI				
	Medidor de flujo	SI		X		
	Presión	SI	X		1-6 meses	
	Temperatura	SI	X		1-6 meses	
	Cromatógrafos	SI	X		1-3 meses	Por mejores prácticas se realiza entre 1 y 3 meses.
	Computador de flujo	SI	X		1-6 meses	Acuerdo entre las partes para ampliar frecuencias.



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

- ii. **Aclarar los requerimientos adicionales en los sistemas de calidad de las compañías para implementar las actividades que impone la norma.**

Comentario CNOGas. La implementación de la norma NTC 6167 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.

- iii. **En el Excel anexo a la comunicación CNOGas-282-2016 en la hoja "Costos activos adicionales", en el entendido que todos son gastos de AOM, acorde a lo manifestado en la comunicación se solicita:**
- a. **Incluir una comparación en los costos unitarios de los valores que se gastan actualmente aplicando el RUT vs los valores que se gastarían aplicándola NTC6167 de 2016.**

Comentario CNOGas. A continuación presentamos la comparación en los costos unitarios de los valores estimados aplicando el RUT y la NTC 6167 de 2016.

COMPARACIÓN COSTOS ESTIMADOS POR SISTEMAS DE MEDICIÓN											
ITEM	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	FRECUENCIA ADICIONAL	SISTEMA DE MEDICIÓN	RUT	NTC6167	RUT	NTC6167	RUT	NTC6167	RUT	NTC6167
				FRECUENCIA	VALORES UNITARIOS (COP\$)	VALORES TOTALES (COP\$)	VALORES ANUALES (COP\$)				
1	Inspecciones posteriores	2 inspecciones en periodo de 5 años	CLASE A	1	3	\$ 7.500.000	\$ 7.500.000	\$ 7.500.000	\$ 22.500.000	\$ 1.500.000	\$ 4.500.000
			CLASE B	1	3	\$ 7.500.000	\$ 7.500.000	\$ 7.500.000	\$ 22.500.000	\$ 1.500.000	\$ 4.500.000
			CLASE C	1	3	\$ 5.000.000	\$ 5.000.000	\$ 5.000.000	\$ 15.000.000	\$ 1.000.000	\$ 3.000.000
			CLASE D	1	3	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 3.000.000	\$ 200.000	\$ 600.000
2	Calibración medidores de flujo	1 calibración en periodo de 6 años	CLASE A	1	2	\$ 9.600.000	\$ 9.600.000	\$ 9.600.000	\$ 19.200.000	\$ 1.600.000	\$ 3.200.000
			CLASE B	1	3	\$ 6.000.000	\$ 6.000.000	\$ 6.000.000	\$ 18.000.000	\$ 1.000.000	\$ 3.000.000
			CLASE C	1	3	\$ 2.000.000	\$ 2.000.000	\$ 2.000.000	\$ 6.000.000	\$ 333.333	\$ 1.000.000
			CLASE D	1	3	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 3.000.000	\$ 166.667	\$ 500.000

OBSERVACIONES:

CLASES A son de tipo ultrasónico y se calibran con una frecuencia de cada 6 años (Se tomó un medidor promedio de 10").

CLASES B, C y D son de tipo turbinas, rotativos y diafragmas y se calibran con una frecuencia de cada 3 años

Los valores unitarios incluyen el servicio total: desplazamientos, inspección, recurso humano, informe, etc.

Los costos aquí estipulados corresponden a laboratorios y organismos de inspección acreditados y ubicados en Colombia.

Las frecuencias en el actual RUT no están delimitadas, solo condiciona una verificación inicial, sin tener en cuenta verificaciones posteriores que en la práctica actual se ejecutan

- b. **Estimación de los costos totales para el SNT aplicando únicamente el RUT y los costos de totales aplicando los requerimientos de la NTC 6167, para un periodo de cinco años.**

Comentario CNOGas. A continuación presentamos la comparación en los costos totales para el SNT aplicando el RUT y la NTC 6167 de 2016.

dy



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



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

COMPARACIÓN COSTOS TOTALES ESTIMADOS A 5 AÑOS.										
ITEM	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	FRECUENCIA ADICIONAL	SISTEMA DE MEDICIÓN	CANTIDADES SISTEMAS MEDICIÓN (RUT-NTC)	RUT	NTC6167	RUT	NTC6167	RUT	NTC6167
					FRECUENCIA	VALORES UNITARIOS (COP\$)	VALORES TOTALES (COP\$)	VALORES UNITARIOS (COP\$)	VALORES TOTALES (COP\$)	
1	Inspecciones posteriores	2 inspecciones en periodo de 5 años								
			CLASE A	34	1	3	\$ 7.500.000	\$ 7.500.000	\$ 255.000.000	\$ 765.000.000
			CLASE B	142	1	3	\$ 7.500.000	\$ 7.500.000	\$ 1.065.000.000	\$ 3.195.000.000
			CLASE C	200	1	3	\$ 5.000.000	\$ 5.000.000	\$ 1.000.000.000	\$ 3.000.000.000
			CLASE D	300	1	3	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 300.000.000	\$ 900.000.000
2	Calibración medidores de flujo	1 calibración en periodo de 6 años								
			CLASE A	34	1	2	\$ 9.600.000	\$ 9.600.000	\$ 326.400.000	\$ 652.800.000
			CLASE B	142	1	3	\$ 6.000.000	\$ 6.000.000	\$ 852.000.000	\$ 2.556.000.000
			CLASE C	200	1	3	\$ 2.000.000	\$ 2.000.000	\$ 400.000.000	\$ 1.200.000.000
			CLASE D	300	1	3	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 300.000.000	\$ 900.000.000

OBSERVACIONES:

CLASES A son de tipo ultrasónico y se calibran con una frecuencia de cada 6 años (Se tomó un medidor promedio de 10").

CLASES B, C y D son de tipo turbinas, rotativos y diafragmas y se calibran con una frecuencia de cada 3 años

Los valores unitarios incluyen el servicio total: desplazamientos, inspección, recurso humano, informe, etc.

Los costos aquí estipulados corresponden a laboratorios y organismos de inspección acreditados y ubicados en Colombia.

Las frecuencias en el actual RUT no están delimitadas, solo condiciona una verificación inicial, sin tener en cuenta verificaciones posteriores que en la práctica actual se ejecutan

Las cifras (cantidades de sistemas de medición), hacen referencia a la totalidad estimada de sistemas conectados al SNT.

- c. Considerando que pueden existir costos adicionales respecto a la inclusión de los requerimientos de los requisitos de la NTC 6167 en los sistemas de calidad de las empresas, se solicita un estimativo a nivel del SNT de este costo frente al costo que se tiene actualmente respecto a los requerimientos del RUT, para un periodo de cinco años.

Comentario CNOGas. De acuerdo con la respuesta en el numeral ii de la presente comunicación, no se presentan costos adicionales en los sistemas de calidad de las empresas por la inclusión de los requerimientos de los requisitos de la NTC 6167.

Cordialmente


FREDI ENRIQUE LOPEZ SIERRA
Secretario Técnico del CNOGas

Miembros CNOGas

**RESULTADO ESTUDIO RESOLUCIÓN CREG-169-2011,
Acceso abierto a los gasoductos del Sistema
Nacional de Transporte (SNT) de gas natural.**

Bogotá D.C., 08 de junio de 2017

1. GENERALIDADES DEL ESTUDIO DE TEMAS DE LA RESOLUCIÓN CREG-169-2011.

- ❑ El Consejo en sesión CNOGas No 111 de 12 de agosto de 2014 aprobó, previa manifestación positiva de la CREG, realizar un estudio para revisar aspectos de la Resolución CREG 169 de 2011, *“Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT”*, en lo relacionado con el acceso abierto a los SNT’s.
- ❑ En la mencionada sesión CNOGas No 111 el Consejo aprobó: *“...Se crea un comité que se encargará de definir el alcance del estudio y de instruir al Secretario Técnico para la realización del proceso licitatorio...”*. El Comité Técnico fue conformado por: Promigas, TGI, Gas Natural Fenosa, Ecopetrol e Isagen.
- ❑ El Secretario Técnico, con aprobación del comité, dio inicio el 3 de septiembre de 2014 al proceso licitatorio para contratar consultor que desarrollara una *“ASESORÍA PARA REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE COSTOS EFICIENTES DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS DEFINIDAS EN LA RESOLUCIÓN CREG-169-2011”*, de acuerdo con los documentos que hicieron parte del proceso: (i) Resolución CREG-169-2011, (ii) Términos de referencia, (iii) Estudio realizado por ITANSUCA en 2004 y (iv) Comunicación CNOGas-114-2013 remitida a la CREG.
- ❑ La contratación de un consultor apuntaba a que un ente externo al Consejo realizara el análisis y recomendaciones al estudio de los temas de la Resolución CREG-169-2011.
- ❑ Los miembros del Comité Técnico aprobaron invitar a dos (2) empresas distribuidoras de gas natural para que actuaran como parte interesada, (i) EPM y (ii) Gases del Caribe, miembro del Consejo.
- ❑ En sesión extraordinaria del CNOGas No 112 de 3 de octubre de 2014 se aprobó adjudicar el proceso a la firma Esfera Ingeniería Ltda.
- ❑ En la reunión plenaria CNOGas No 117 de 9 de abril de 2015 el Consejo aprobó por unanimidad el resultado del estudio y el envió a la CREG.

2. ALCANCE DEL ESTUDIO.

1. Revisión unidades constructivas definidas por la CREG en la Resolución CREG-169-2011, teniendo presente los siguientes aspectos:

1.1 Revisión de los componentes de las unidades constructivas (elementos, accesorios, equipos que conforman la unidad constructiva). Se debe (n) adicionar el (los) elemento (s), accesorio (s), equipo (s) que se considere (n) necesario (s).

1.2 Valoración, mediante análisis de precios unitarios, APU's, de cada unidad constructiva. El esquema de APU's deberá ser compatible, para comparación, con el propuesto por ITANSUCA Proyectos de Ingeniería Ltda. en estudio realizado para la CREG y que forma parte de los documentos de este proceso.

2. Revisión, definición y valoración de nuevas unidades constructivas, teniendo presente la identificación realizada por el CNO-GAS, según carta que forma parte de los documentos de este proceso.

3. Actualización de costos de operación y mantenimiento (O&M), según ajustes de las unidades constructivas de los numerales 1.1 y 1.2 del presente documento.

4. Revisión y propuesta de los factores de complejidad propuestos por la CREG en la Resolución CREG-169-2011.

5. Las valoraciones y costos a que hacen referencia los numerales 1, 2 y 3 del presente proceso, deberán calcularse a precios de diciembre de 2010. Estos costos corresponden con los máximos que un transportador puede cobrar para la construcción, operación y mantenimiento de un Punto de Entrada o Punto de Salida a los gasoductos del Sistema Nacional de Transporte de gas natural

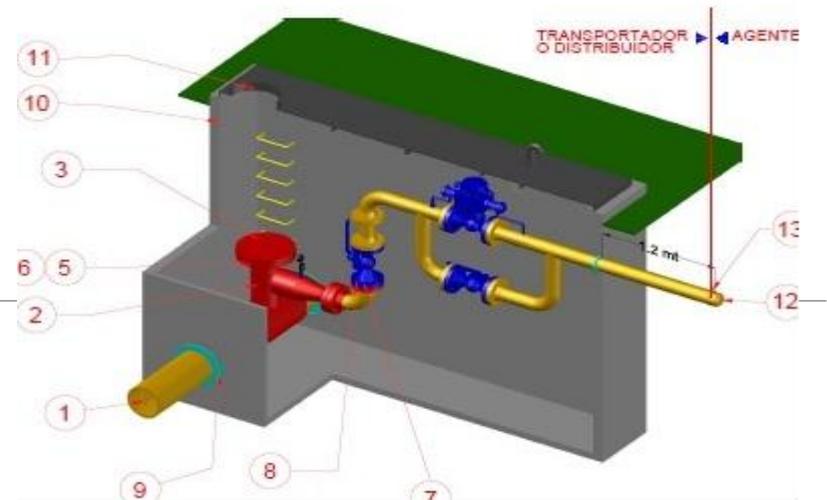
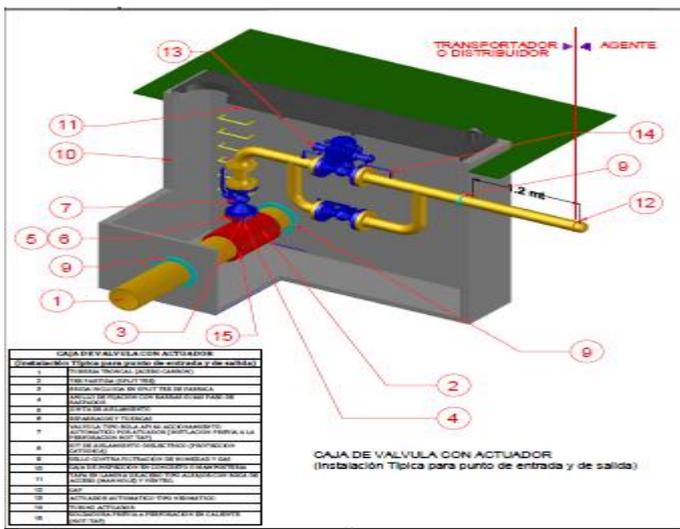
3. RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES.

De manera general se presenta un resumen de los tópicos principales considerados en el estudio y que forman parte de la propuesta a la CREG de modificación parcial de la Resolución CREG-169-2011.

- ❑ **Adquisición de terrenos y derechos (numeral 3.1 literal b) de la Resol. CREG-169-2011).** Sobre este tópico el Consejo propone a la CREG adoptar la propuesta presentada en la comunicación CNOGas-114-2013, mediante la cual se establece que: *“estos costos se definirán a través de un avalúo de firmas inscritas en la Lonja de Propiedad Raíz y se trasladarán al Remitente. Para los casos en el que el valor comercial supere al valor definido por la Lonja de Propiedad Raíz y no se presente acuerdo entre el Transportador y el Remitente potencial, el costo será el resultante del proceso judicial en que se incurra”*.
- ❑ **Válvulas de operación remota y necesidad de instalación de actuador (numeral 3.1 literal d) ii y Anexo 1, numeral 1 literal C. ii) de la Resol. CREG-169-2011).** En la expresión del literal d) 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”*, se precisa cuales son los elementos/equipos que permiten la compatibilidad con el sistema de comunicaciones del respectivo sistema de transporte. Para el literal c) ii) se propone que, para todos los casos, se instale actuador a la válvula en la derivación sujeto a un análisis hazop (riesgo operacional) que así lo indique. Estos costos serán asumidos por el Remitente.
- ❑ **Límites en la conexión para asunción de responsabilidades (numeral 3.1, Con respecto a la Conexión, de la Resol. CREG-169-2011).** Se propone definir un límite con las siguientes finalidades: (i) Establecer las responsabilidades de cada parte y (ii) Evitar costos adicionales para el transportador relacionados con costos de movilización de su personal, eventual reparación de la caja, etc. necesarios para el caso en que la ejecución de la conexión fuere dentro de la caja.
- ❑ **Vida útil de los activos y sustitución de componentes de Puntos de Entrada y Salida (numeral 3.6 de la Resol. CREG-169-2011).** Se propone que el período de vida útil para reposición de la válvula de corte se incremente de los 10 años previstos en la Resolución CREG-169-2011 a 15 años. Para los componentes que deban ser sustituidos, se propone que el Remitente asuma el costo de aquellos que se requieran cambiar, en un período inferior al establecido, por obsolescencia tecnológica soportada con información del fabricante.

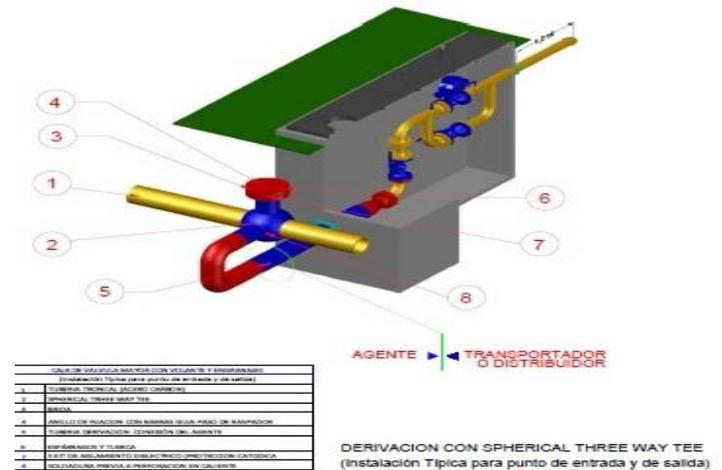
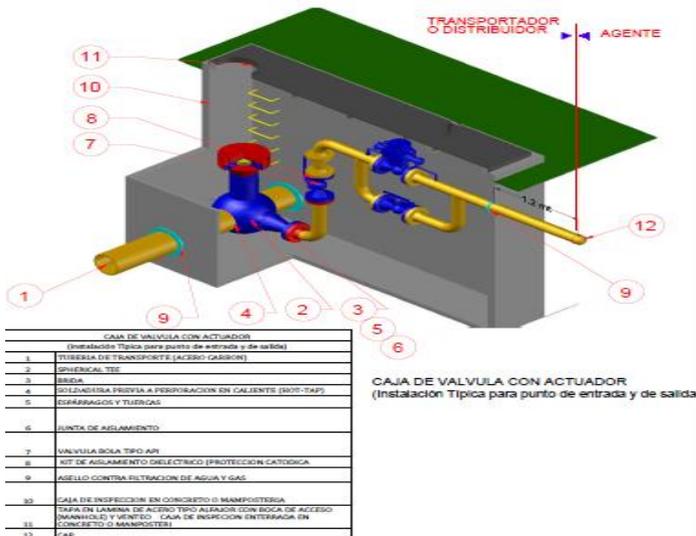
- ❑ **Eliminación de accesorio para derivaciones (Anexo 1, numeral 1 literal B. i) de la Resol. CREG-169-2011).** Por inconveniencias técnicas y económicas, se propone eliminar de la resolución el uso del accesorio weldolet. En este sentido, es necesario eliminar de la Resolución CREG-169-2011 las UCADE's 1 para Hot Tap y Cold Tap.
- ❑ **Ecuación para determinación de costos eficientes (Anexo 1, numeral 1 de la Resol. CREG-169-2011).** Analizada la ecuación prevista en la Resolución CREG-169-2011 se encuentra que los factores de complejidad solo afectan la construcción de la caja de inspección (C), siendo que durante el proceso de construcción estos factores también afectan la construcción de la derivación y la válvula de corte. En consecuencia se propone que los factores de complejidad apliquen a las variables A, B y C definidas en el Resolución CREG-169-2011.
- ❑ **Factores externos (Anexo 1, numeral 4 de la Resol. CREG-169-2011).** En el estudio se presenta la aplicación de factores menores a los previstos en la Resolución CREG-169-2011 para los casos: (i) Para la complejidad alta, asociado con el factor de complejidad constructiva FCC, se recomienda un valor de 8%, debido a que las facilidades para llegar a topografías agrestes de más de 25% de pendiente, son mejores a las percibidas hace 12 años (estudio ITANSUCA), (ii) Para la categoría 1, asociado con el factor de dificultad de acceso FDA, se recomienda un valor de 15%, debido a que las facilidades para llegar a zonas descarpadas o inhóspitas, son mejores a las percibidas hace 10 años (estudio ITANSUCA) y (iii) Para la categoría 1, asociado con el factor de clase de localización constructiva FLC, se recomienda un valor de 6%, debido a que las facilidades para realizar una planificación, programación e integración entre las partes, son mejores a las percibidas hace 10 años (estudio ITANSUCA).
- ❑ **Nuevas unidades constructivas asociadas con el uso de otros accesorios (UCADE's) (Anexo 1, numeral 1 literal B. ii) de la Resol. CREG-169-2011).** Se plantea y valoran nuevas unidades constructivas, las cuales obedecen a prácticas realizadas en la actualidad, que están por fuera de las consideradas en la Resolución CREG-169-2011

NUEVAS UNIDADES CONSTRUTIVAS			
DESIGNACION UNID. CONSTRUCTIVA	ACCESAORIO DE DERIVACION	COLD TAP	HOT TAP
UCADE 4	THREAD O-RING		X
UCADE 5	THREE WAY TEE		X
UCADE 6	SPHERICAL THREE WAY TEE		X
UCADE 7	TEE SENCILLA	X	
UCADE 8	VALVULA DE SACRIFICIO		X



Válvula con actuador-Límite responsabilidades

Three-way-tee



Spherical three-way-tee

Derivación con válvula de sacrificio

Bogotá D.C. 14 de Abril de 2015

CNOGas- 054-2015

Doctor
Jorge Pinto Nolla
Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG
Ciudad

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)
No. RADICACION: E-2015-003853 15/Abr/2015-09:36:53
MEDIO: CORREOS No. FOLIOS: 1 ANEXOS: ARCHIVOS
CREG
ORIGEN CONSEJO NACIONAL DE OPERACION DE GAS
NATURAL-CND-GAS-

Asunto: Resultado estudio temas de la Resolución CREG-169-2011, Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT.

Respetado Doctor Pinto,

Damos alcance a la comunicación CNOGas No 114-2013 recibida en la CREG con el número de radicado E-2013-007792, mediante la cual el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural informaba a la Comisión sobre algunos aspectos relacionados con la Resolución CREG-169-2011 la cual tiene por objeto: "(...) *Complementar y adicionar el Reglamento Único de Transporte, RUT, en lo relacionado con la regulación de acceso abierto a los gasoductos del Sistema Nacional de Transporte (SNT) de gas natural*", considerando fundamentalmente lo previsto en el numeral 3.1 e) del Reglamento Único de Transporte, RUT: "(...) *el Transportador deberá cumplir con las normas técnicas y de seguridad establecidas por la autoridad competente (...)*" y el interés compartido de revisar el resultado de estudio desarrollado por terceros a través del Consejo.

Según lo anterior y teniendo presente lo manifestado en la mencionada comunicación, nos permitimos remitir para consideración de la CREG el resultado del estudio realizado por consultor externo, mediante el cual solicitamos modificación parcial de la Resolución CREG-169-2011 en los asuntos descritos en el mismo.

Es preciso manifestar que el estudio remitido es el resultado de un trabajo mancomunado con agentes de la cadena de gas natural entre los que se cuentan: productores-comercializadores, transportadores y distribuidores. El producto de este análisis contó con la aprobación unánime de los miembros delegados al Consejo en la reunión plenaria CNOGas No 117 del pasado 9 de abril de 2015.

Consideramos importante para el Consejo poder compartir con la Comisión el resultado del estudio remitido, para lo cual solicitamos programar una fecha para su presentación.

Cordial saludos



FREDI ENRIQUE LOPEZ SIERRA
Secretario Técnico

Adjunto: Estudio temas Resolución CREG-169-2011 y Comunicación CNOGas-114-2013

Copia: Dr. Hernán Molina.-Experto Comisionado-CREG
Miembros CNOGas



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



**Asesoría para la revisión y actualización de los
costos eficientes de las unidades constructivas
definidas por la CREG en la Resolución CREG-
169 de 2011.**



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



INDICE

	Pág.
1. PRESENTACIÓN ESTUDIO.	
a. OBJETIVO	3
b. ALCANCE	3
c. UNIDADES CONSTRUCTIVAS (fotos)	4
d. ACCESORIOS (fotos)	11
e. OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES A LA RESOLUCIÓN CREG 169 – 2011	17



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



Asesoría para la revisión y actualización de los costos eficientes de las unidades constructivas definidas por la CREG en la Resolución CREG-169 de 2011.

a. OBJETIVO

Este estudio y análisis tiene como objetivo, la asesoría para la revisión y actualización de los costos eficientes de las unidades constructivas definidas por la CREG en la Resolución CREG-169 de 2011.

b. ALCANCE

1. Revisión unidades constructivas definidas por la CREG en la Resolución CREG-169-2011, teniendo presente los siguientes aspectos:

- Revisión de los componentes de las unidades constructivas (elementos, accesorios, equipos que conforman la unidad constructiva). Se debe (n) adicionar el (los) elemento (s), accesorio (s), equipo (s) que se considere (n) necesario (s).
- Valoración, mediante análisis de precios unitarios, APU's, de cada unidad constructiva. El esquema de APU's deberá ser compatible, para comparación, con el propuesto por ITANSUCA Proyectos de Ingeniería



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



Ltda. en estudio realizado para la CREG y que forma parte de los documentos de este proceso.

2. Revisión, definición y valoración de nuevas unidades constructivas, teniendo presente la identificación realizada por el CNO-GAS, según carta que forma parte de los documentos de este proceso.
3. Actualización de costos de operación y mantenimiento (O&M), según ajustes de las unidades constructivas de los numerales 1.1 y 1.2 del presente documento.
4. Revisión y propuesta de los factores de complejidad propuestos por la CREG en la Resolución CREG-169-2011.
5. Las valoraciones y costos a que hacen referencia los numerales 1, 2 y 3 del presente proceso, deberán calcularse a precios de diciembre de 2010. Estos costos corresponden con los máximos que un transportador puede cobrar para la construcción, operación y mantenimiento de un Punto de Entrada o Punto de Salida a los gasoductos del Sistema Nacional de Transporte de gas natural

c. UNIDADES CONSTRUCTIVAS



Proceso de perforado



Instalación 3 way tee con accesorios.



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



Instalación Hot tap. Ver donde va a quedar la válvula y ver otros servicios.



Instalación 3 way tee con split.



Accesorio hot tap de sacrificio, ver tubería y caja de inspección.



Disposición para realizar la perforación en un accesorio e va a sacrificarse.



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



Vista parcial punto de salida sin caja de inspección.



Punto de salida, sin caja de inspección y actuador.



Accesorio hot tap, derivación con by pass.



Derivación tee sencilla.



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



Dispositivo de perforación.



Pedazo de tubo extraído después de la perforación



Vista general del pedazo de tubo extraído de la perforación.



Sistema para sellar thread o ring.



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



Ver brida con el sello .



Ver accesorio 3 way tee con sello y su reparación en la protección (pintura).



Split tee con brida. Proceso de soldadura.



Esferica soldada para derivación. Ver prueba de tintas penetrantes.



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



Esferica la cual quedará de sacrificio. Ver brida ciega.



Sistema con hot tap esferica de sacrificio. Ver caja de inspección donde quedará la válvula.



Caja de inspección . Ver topografía.



Caja de inspección con su derivación



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



Ver logística para instalación de accesorios. Ver caja de inspección



Ver montaje. Ver escalera



Ver by pass. Vista parcial hot tap



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

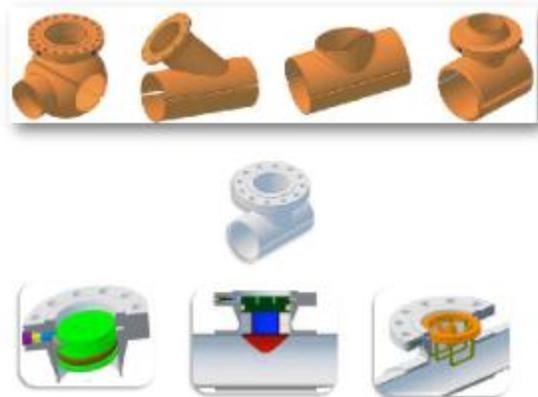


Hot tap. Split tee 14" x 10".



Instalación válvula con volante

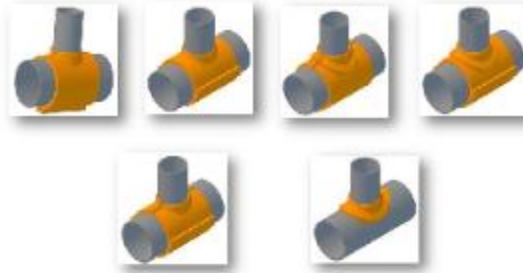
d. ACCESORIOS



Accesorios



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



Accesorios



Accesorios



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



Accesorios



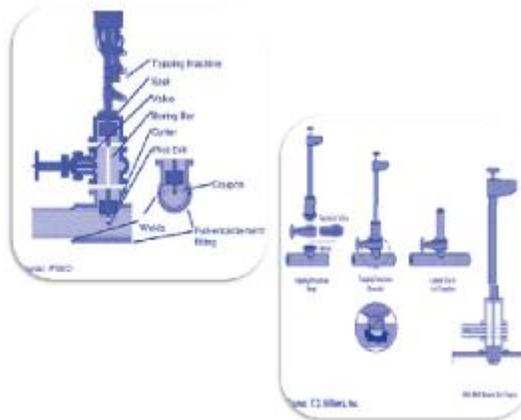
Accesorios



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



Accesorios



Equipo perforador



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



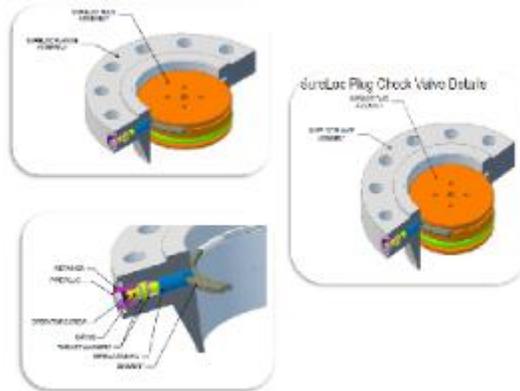
Accesorios



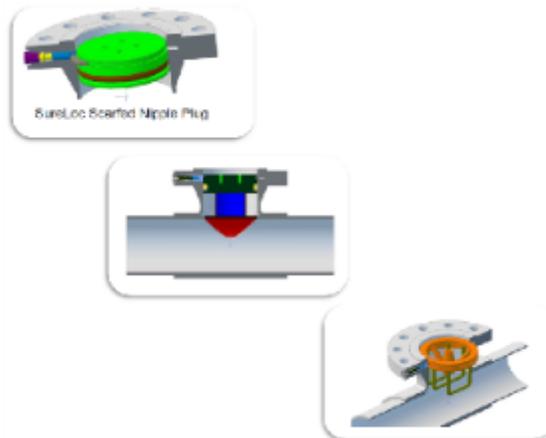
Accesorios



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



Accesorios



Accesorios



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



e. OBSERVACIONES y RECOMENDACIONES

1. Según lo previsto en la Resolución CREG-169-2011, numerales 3. CONEXIONES, 3.1. RESPONSABILIDAD Y PROPIEDAD DE LA CONEXIÓN, Y DE LOS PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA

1.1 Con respecto a los Puntos de Entrada y Salida:

1.1.1 De manera general, la Resolución CREG-169-2011, numeral 3.1. RESPONSABILIDAD Y PROPIEDAD DE LA CONEXIÓN, Y DE LOS PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA, literal b) establece que: *“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”*.

En este sentido, se propone complementar esta redacción en lo atinente a costos, de la siguiente manera: *“Debido a la alta complejidad que implica la definición de los costos de adquisición de los terrenos y derechos, estos costos se definirán a través de un avalúo de firmas inscritas en la Lonja de Propiedad Raíz y se trasladarán al Remitente. Para los casos en el que el valor comercial supere al valor definido por la Lonja de Propiedad Raíz y no se presente acuerdo entre el Transportador y el Remitente potencial, el costo será el resultante del proceso judicial en que se incurra”*. En caso que esta propuesta sea acogida por la CREG, se deberá descontar, de los costos previstos en la Resolución CREG-169-2011, los relacionados con adquisición de terrenos y derechos.

1.1.2 De manera general, la Resolución CREG-169-2011, numeral 3.1. RESPONSABILIDAD Y PROPIEDAD DE LA CONEXIÓN, Y DE LOS PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA, literales d). ii) establece que: *“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”*. El estudio realizado considera que la descripción del párrafo previsto en el literal d). ii) debe quedar de la siguiente manera: *“Incluye válvula de operación remota y elementos/equipos de comunicación (Radio, antena, sistema de energía, etc) compatibles*



**Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural**



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”.

Adicionalmente el estudio realizado considera que en el Anexo 1, literal C ii) que define: “Con actuador: se utiliza cuando la longitud de la conexión es superior a 2 kilómetros o cuando el diámetro de la tubería de la conexión sea mayor o igual a 6 pulgadas (UCVAL2),” se le debe adicionar lo siguiente: “... (...)...O cuando por razones técnicas sustentadas, se requiera instalar por debajo (longitud y diámetros menores), de estas condiciones”. Las razones técnicas se sustentarán en el resultado obtenido del análisis HAZOP realizado por firma experta contratada por el Transportador. El costo de este estudio y del actuador serán asumidos por el remitente. Se presenta análisis con actuador y sin actuador.

1.2 Con respecto a la Conexión:

1.2.1 La presente descripción permite aclarar el límite a partir del cual el Remitente potencial asume su responsabilidad, según lo definido en el numeral b) del presente acápite de la Resolución CREG-169-2011. Se propone adicionar la siguiente descripción: “El límite de la unidad constructiva y el punto de conexión, será el punto fuera de la caja de inspección, mediante un niple (tramo de tubería de aproximadamente 1 metro) y un cap. soldado, cuyo mantenimiento estará a cargo del transportador con costo para el Remitente Potencial, es decir, la responsabilidad del mantenimiento dentro de las paredes de la caja de inspección será del transportador”. (Ver gráfico No 1). Esto garantiza que una vez terminada la caja de inspección y si por algún motivo el Remitente potencial no puede hacer la conexión, esta se pueda hacer posterior a la construcción de la unidad constructiva sin problemas. La propuesta de fijar el límite de responsabilidades con niple y cap soldado para que el Remitente potencial se conecte en la parte de afuera de la caja de inspección permite evitar costos adicionales para el transportador relacionados con costos de movilización de su personal, eventual reparación de la caja, etc. necesarios para el caso en que la ejecución de la conexión fuere dentro de la caja.



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

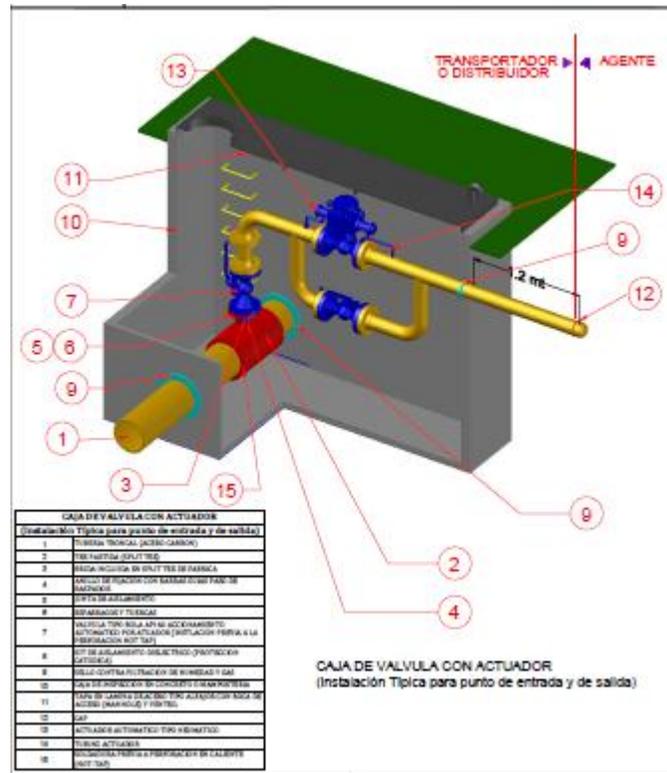


Gráfico No 1

Como complemento se debe tener presente lo siguiente:

a. Por regla general se debe instalar el empaque de aislamiento con sus elementos de protección antes de instalar (i) la válvula principal de corte y (ii) la válvula del by-pass, y realizar las mediciones correspondientes, para evitar fugas de corriente del tubo de transporte.

2. Según lo previsto en la Resolución CREG-169-2011, numeral 3.6. COSTOS MÁXIMOS DE CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA.



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



2.1 Del numeral 3.6 Costos máximos de construcción, operación y mantenimiento de puntos de entrada y salida. Este numeral define lo siguiente: *“El valor máximo que un transportador puede cobrar por la construcción, operación y mantenimiento de un Punto de Entrada o un Punto de Salida será el que resulte de aplicar la metodología del Anexo 1... La vida útil de los activos de Puntos de Entrada y Salida será de treinta (30) años, con excepción de la unidad constructiva válvula de corte (UCVAL). Para la válvula de corte (UCVAL), las condiciones de reposición serán acordadas entre las partes y en todo caso el período de vida útil no será menor a diez (10) años. Durante estos tiempos, todos los componentes del Punto de Entrada o Salida que deban ser sustituidos serán asumidos por el transportador sin cargo alguno para el Remitente. Después de finalizada la vida útil respectiva, los cambios serán a cargo de los Remitentes teniendo en cuenta los costos dispuestos en la presente resolución”.*

El análisis realizado por el consultor considera que lo establecido en el numeral 3.6 descrito en el párrafo anterior es necesario ajustarlo en lo relacionado con (i) Reposición de válvula de corte por cumplimiento de vida útil y (ii) Sustitución de componentes por obsolescencia tecnológica. Se propone que este numeral quede de la siguiente manera:

*“El valor máximo que un transportador puede cobrar por la construcción, operación y mantenimiento de un Punto de Entrada o un Punto de Salida será el que resulte de aplicar la metodología del Anexo 1...La vida útil de los activos de Puntos de Entrada y Salida correspondiente al accesorio de derivación y a la caja de inspección será de treinta (30) años, con excepción de la unidad constructiva válvula de corte (UCVAL). Para la válvula de corte (UCVAL), las condiciones de reposición serán acordadas entre las partes y en todo caso el período **de vida útil no será menor a quince (15) años**. Durante estos tiempos, todos los componentes del Punto de Entrada o Salida que deban ser sustituidos serán asumidos por el transportador sin cargo alguno para el Remitente, **con excepción de los costos de la reposición de aquellos elementos que por su obsolescencia tecnológica, debidamente soportada con información del fabricante, deban ser sustituidos en un período inferior al antes indicado, los cuales serán asumidos por el Remitente**. Después de finalizada la vida útil respectiva, los cambios serán a cargo de los Remitentes teniendo en cuenta los costos dispuestos en la presente resolución”.*



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



3. Según lo previsto en la Resolución CREG-169-2011, ANEXO 1. COSTOS MÁXIMOS DE CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA, numeral 1. Costos máximos de construcción, operación y mantenimiento de Puntos de Entrada y Salida a gasoductos de acero, se identificaron las siguientes situaciones:

3.1 Del literal A ii), El método constructivo. Es necesario precisar que existen tres (3) maneras de realizar COLD TAP's: (i) Uno es cuando se construye un gasoducto y a medida que se instala, se prevean derivaciones y se construyen las unidades constructivas para los agentes o remitentes potenciales. Para este caso el gasoducto no está operando, (ii) El segundo es cuando por razones técnicas, contractuales, etc. y de requerimiento de la nueva derivación se deba realizar corte de flujo en un tramo de un gasoducto en servicio, evacuar el gas e instalar el elemento en frío, que cumple como derivación y (iii) El tercero es cuando por efectos de mantenimiento, acuerdos, concertación, emergencias, se deba y pueda sacar de servicio un gasoducto o un sector, y aprovechando esta condición, se construya la unidad constructiva.

3.2 Del literal B, El accesorio de derivación. Se deben considerar otros accesorios necesarios para la construcción de la derivación, según se muestra en la siguiente tabla:

ACCESORIO	HOT TAP	COLD TAP TUBERÍA EN SERVICIO	COLD TAP TUBERÍA SIN SERVICIO
TEE SENCILLA		X	X
SPLIT TEE	X	X	X
THREE WEY TEE	X	X	X
ESFERICA	X	X	X

Los costos y su uso deberán ser considerados bajo las variables de diseño, facilidades constructivas y buenas prácticas de ingeniería.



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



Como complemento del análisis realizado para el uso de accesorios, se considera que el weldolet no debe ser utilizado y en este sentido se solicita eliminar de la Resolución CREG-169-2011 lo previsto en el literal B. i) “Weldolet, Se utiliza cuando el diámetro de la derivación es menor que el 30% del diámetro de la línea troncal (UCADE 1)” del Anexo 1. COSTOS MÁXIMOS DE CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA. En este sentido se deberán eliminar de la Resolución CREG-169-2011 las unidades constructivas UCADE’s 1 para Hot Tap y Cold Tap. A continuación las razones técnicas y económicas por las cuales no utilizar weldolet:

	Aspecto	Argumento Técnico	Argumento Económico
UCADE1	Uso de Weld-o-let + flange	No se menciona en B31.8 En B31.4, explícitamente prohíbe el uso para hot-taps No permite retiro de válvula o instalación y retiro de Tapón No efectivo para ductos que limpian internamente con "Marranos "No permite uso de L-O-R Plugs o Pig Guide Bars	Inversión no eficiente No contribuye a la continuidad del servicio Puede representar lucro cesante del sistema de transporte Se duplica inversión real en caso de daño o falla del sistema

3.3 El costo eficiente para el punto de entrada/salida a un gasoducto de acero será determinado con la siguiente ecuación

$$\text{Costo máximo} = A + B + [C*(FCC*FDA*FLC)]$$

Analizada la aplicación de esta ecuación se observa que para las variables A, B y C relacionadas con Accesorios de derivación, válvulas y cajas de inspección, solamente se afecta por los factores externos la variable C, dejando sin aplicación de los factores externos las variables A y B, las cuales efectivamente son afectadas por estos factores externos. Se recomienda que la ecuación a aplicar sea la siguiente:

$$\text{Costo máximo} = [A + B + C]*(FCC*FDA*FLC)$$



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



Todos los elementos que conforman los análisis de precios unitarios, APU's, como los equipos, materiales, consumibles y personal, tienen los mismos factores de complejidad constructiva, dificultad de acceso y clase de localización constructiva. Ejemplo. Una válvula o un accesorio como una split tee debe ser, transportada, manipulada, bajo las mismas condiciones de arena, cemento de las cajas de inspección. Incluso estos elementos para la caja de inspección pueden ser conseguidos en el mismo sitio local de trabajo, mientras que los elementos, válvulas, accesorios y equipos son especializados y su complejidad de transporte, manipulación e instalación es mayor.

3.4 En adición a lo previsto en la Resolución CREG-169-2011, numeral 1. Costos máximos de construcción, operación y mantenimiento de Puntos de Entrada y Salida a gasoductos de acero del Anexo 1, se debe agregar el literal E, en el cual se considere la construcción de unidades constructivas, que por efectos de espacio, logística, diseño, permisos, presencia de otros servicios, vías; requieren instalar elementos de sacrificio como válvulas o accesorios de hot tap o cold tap, para poder conectarse al tubo de transporte. La aprobación de la instalación de estos elementos de sacrificio se definirá con base en el resultado de análisis conjunto realizado entre Transportador y Remitente interesado en la conexión. Se presenta el costo de estas unidades constructivas (UCADE 8).

4. Según lo previsto en el numeral 4 del Anexo 1 de la Resolución CREG-169-2011 relacionado con los Factores Externos que afectan los costos máximos, el estudio identificó la necesidad de ajustar los mismos de acuerdo con el siguiente análisis:

4.1 Para los factores externos que afectan los costos máximos:

1. FCC, complejidad constructiva. Se considera que la identificación de la complejidad baja y media están dentro de los parámetros actuales constructivos. Para la complejidad alta, se recomienda un valor de 8%, debido a que las facilidades para llegar a topografías agrestes de más de 25% de pendiente, son mejores a las percibidas hace 10 años (estudio ITANSUCA).



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



2. FDA, Dificultad de acceso. Se considera que la identificación de las categorías 2 y 3 están dentro de los parámetros actuales constructivos. Para la categoría 1, se recomienda un valor de 15%, debido a que las facilidades para llegar a zonas descarpadas o inhóspitas, son mejores a las percibidas hace 10 años (estudio ITANSUCA).

3. FLC, clase de localización constructiva. Se considera que la identificación de las categorías 2 y 3 están dentro de los parámetros actuales constructivos. Para la categoría 1, se recomienda un valor de 6%, debido a que las facilidades para realizar una planificación, programación e integración entre las partes, son mejores a las percibidas hace 10 años (estudio ITANSUCA).

Para la aplicación de los factores externos, se recomienda la aplicación de los factores incluidos a continuación.

FACTORES								
FCC			FDA			FLC		
Complejidad constructiva % adicional al valor total de la unidad constructiva			Dificultades de acceso. % adicional al valor total de la unidad constructiva			Clase de localización constructiva. % adicional al valor total de la unidad constructiva		
1	2	3	1	2	3	1	2	3
1,08	1,05	1,02	1,15	1,1	1,05	1,06	1,04	1,02

4.2 Del numeral 5 del Anexo 1, Actualización de los valores de las unidades constructivas. Es necesario aclarar, que los valores del IPCm y del IPPm son los descritos en las tablas publicadas por el DANE, del mes anterior a la realización de la propuesta del transportador al agente o remitente potencial. La fórmula es procedente y su aplicación muestra valores cercanos a la realidad.

5. Según lo previsto en la Resolución CREG-169-2011, ANEXO 2, UNIDADES CONSTRUCTIVAS PARA DETERMINAR LOS COSTOS MÁXIMOS DE PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA. (Valores en \$ Diciembre/2010).



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



5.1 Se presentan los análisis de los precios 2010, basados en los precios del año 2014 y aplicando la fórmula presentada en el numeral 5 del anexo 1.

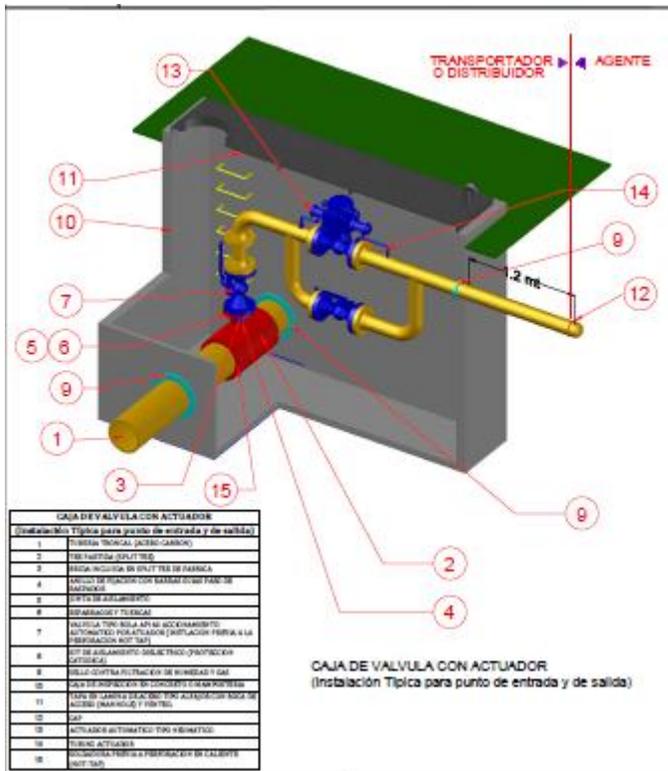
5.2 De los análisis unitarios, se recomienda, basados en las condiciones presupuestales actuales, no incluir el porcentaje de administración (ITANSUCA 13.1.5) dentro de los análisis de precios unitarios fundamentalmente por cuanto en la actualidad las actividades administrativas son más rigurosas por control (normas, códigos), por seguridad (humana y física), por calidad, certificaciones (trabajos en altura) y cumplimiento, todo lo anterior implica gestión. Por lo anterior se recomienda afectar los costos unitarios por el A (10%), I (10%), U (5%), y el IVA sobre la utilidad.

5.3 Referente al by pass se debe considerar dos casos.

5.3.1 Un by pass que por razones técnicas, de operación y mantenimiento al actuador y/o a los sistemas de control se considera debe construirse; se deberá diseñar. Ver esquema.



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



5.3.2 La caja de inspección se construye con base al diámetro de la tubería y de los accesorios y elementos que se requieran instalar.

5.4 RESULTADOS REVISIÓN UNIDADES CONSTRUCTIVAS EN RESOLUCIÓN CREG-169-2011.

5.4.1. UCADE 1: ACCESORIO DE DERIVACIÓN EN ACERO

El Consejo solita eliminar esta unidad constructiva, de acuerdo con argumento técnico en el numeral 3.2 del presente documento.



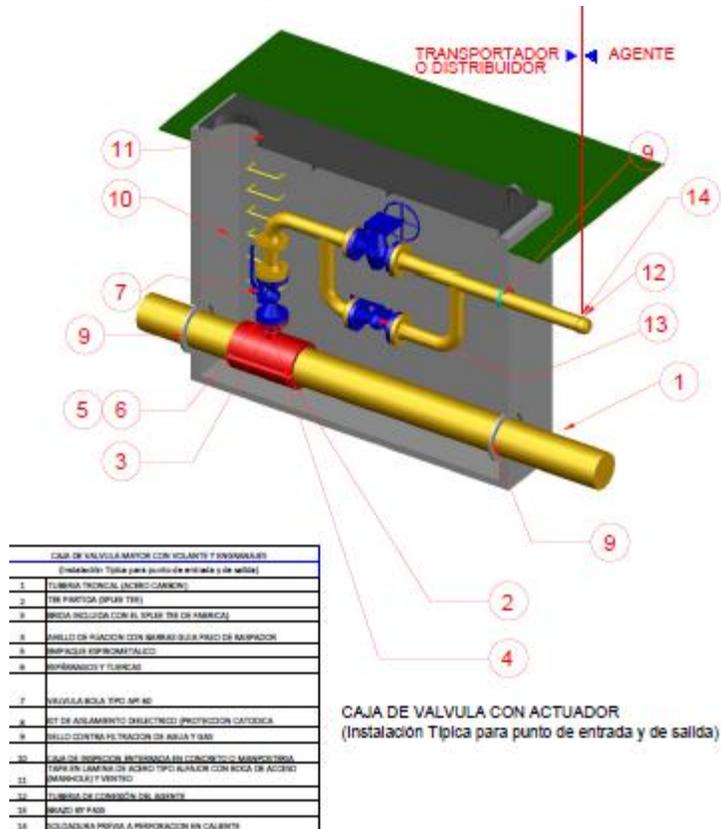
Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



5.4.2 UCADE 2: ACCESORIO DE DERIVACIÓN EN ACERO CON OPCIÓN RASPADORES

DIAMETRO GASODUCTO		METODO	UCADE 2				
			2"	3"	4"	6"	8"
			VR ESTUDIO A 2010				
RANGO 1	2"-4"	HOT TAP	\$ 24.892.841	\$ 34.075.185	\$ 35.536.017		
		COLD TAP	\$ 18.088.966	\$ 18.442.559	\$ 21.621.431		
RANGO 2	6"-10"	HOT TAP	\$ 27.510.215	\$ 36.112.960	\$ 37.027.615	\$ 44.311.019	\$ 46.275.131
		COLD TAP	\$ 20.857.615	\$ 22.244.943	\$ 23.167.364	\$ 29.026.362	\$ 31.621.103
RANGO 3	12"-16"	HOT TAP				\$ 47.250.055	\$ 56.733.562
		COLD TAP				\$ 32.651.206	\$ 38.170.234
RANGO 4	18"-24"	HOT TAP				\$ 61.771.296	\$ 63.397.926
		COLD TAP				\$ 46.228.818	\$ 48.433.898

DIAMETRO GASODUCTO		METODO	UCADE 2			
			10"	12"	14"	16"
			VR ESTUDIO A 2010			
RANGO 1	2"-4"	HOT TAP				
		COLD TAP				
RANGO 2	6"-10"	HOT TAP	\$ 59.941.114			
		COLD TAP	\$ 45.297.183			
RANGO 3	12"-16"	HOT TAP	\$ 62.586.418	\$ 70.872.534	\$ 76.274.487	\$ 85.004.827
		COLD TAP	\$ 47.189.844	\$ 55.683.217	\$ 63.493.598	\$ 78.065.714
RANGO 4	18"-24"	HOT TAP	\$ 70.539.427	\$ 78.923.748	\$ 84.943.829	\$ 96.015.033
		COLD TAP	\$ 56.900.443	\$ 65.935.244	\$ 79.283.518	\$ 83.113.225



5.4.3. UCAE 3: ACCESORIO DE DERIVACIÓN EN POLIETILENO

DIAMETRO DERIVACION	UCAE 3	
	VR ESTUDIO A 2010	
2"	\$	2.800.744
3"	\$	2.812.808
4"	\$	2.963.908
6"	\$	3.155.486

NOTA: ACCESORIO DE DERIVACIÓN EN POLIETILENO



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

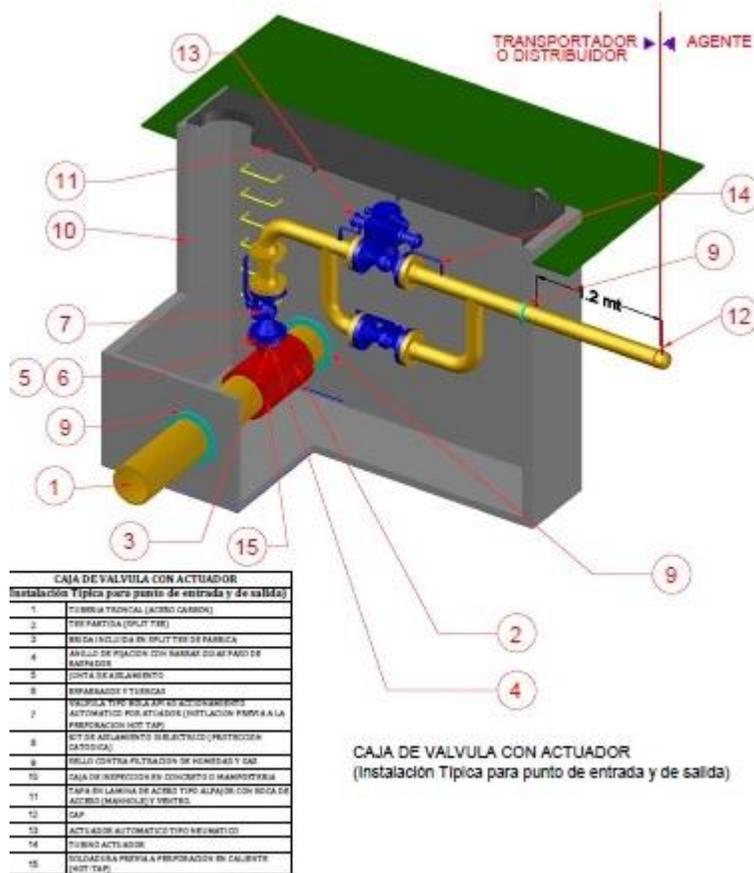


5.4.4. UCVAL1: VALVULA DE CORTE SIN ACTUADOR

DIAMETRO DERIVACION	UCVAL 1	
	VR ESTUDIO A 2010	
	ANSI 600	ANSI 300
2"	\$ 11.797.610	\$ 10.835.352
3"	\$ 12.564.334	\$ 11.496.714
4"	\$ 15.387.368	\$ 14.268.606
6"	\$ 25.169.127	\$ 22.643.711
8"	\$ 30.622.170	\$ 27.432.353
10"	\$ 41.021.866	\$ 37.514.204
12"	\$ 53.104.915	\$ 48.557.509
14"	\$ 99.652.470	\$ 90.574.982
16"	\$ 131.374.184	\$ 119.142.112

5.4.5. UCVAL 2: VALVULA DE CORTE CON ACTUADOR, CON TELEMETRIA Y ANALISIS HAZOP SOLO PARA TUBERÍA DE DIÁMETRO 2", 3", 4" Y 6"

DIAMETRO DERIVACION	UCVAL 2	
	VR ESTUDIO A 2010	
	ANSI 600	ANSI 300
2"	\$ 52.817.134	\$ 51.850.837
3"	\$ 53.587.075	\$ 52.514.972
4"	\$ 60.517.153	\$ 59.393.695
6"	\$ 73.665.491	\$ 71.129.474
8"	\$ 83.126.103	\$ 79.922.895
10"	\$ 94.460.242	\$ 90.937.856
12"	\$ 114.873.251	\$ 110.306.755
14"	\$ 174.735.947	\$ 165.620.352
16"	\$ 221.230.548	\$ 208.947.128



5.4.6. UCVAL 1.1: POLIVALVULA

DIAMETRO DERIVACION	UCVAL 1.1	
	VR ESTUDIO 2010	
2"	\$	3.157.292
3"	\$	3.357.857
4"	\$	3.625.275
6"	\$	4.945.527



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



5.4.7. UCCIN 1: CAJA DE INSPECCIÓN

DIAMETRO DERIVACION	UCCIN 1	
	VR ESTUDIO A 2010	
2"	\$	16.519.887
3"	\$	16.699.213
4"	\$	17.592.553
6"	\$	24.356.324
8"	\$	26.842.186
10"	\$	28.300.694
12"	\$	31.711.855
14"	\$	37.143.548
16"	\$	40.272.967

5.4.8. UCCIN 2: CAJA DE INSPECCIÓN MENOR

DIAMETRO DERIVACION	UCCIN 2	
	VR ESTUDIO A 2010	
2"	\$	9.035.361
3"	\$	9.035.361

6 **NUEVAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS.** Se plantea y se valoran nuevas unidades constructivas, las cuales obedecen a prácticas realizadas en la actualidad (2014), que están por fuera de las consideradas en la Resolución CREG-169 de 2011. Se listan a continuación:



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

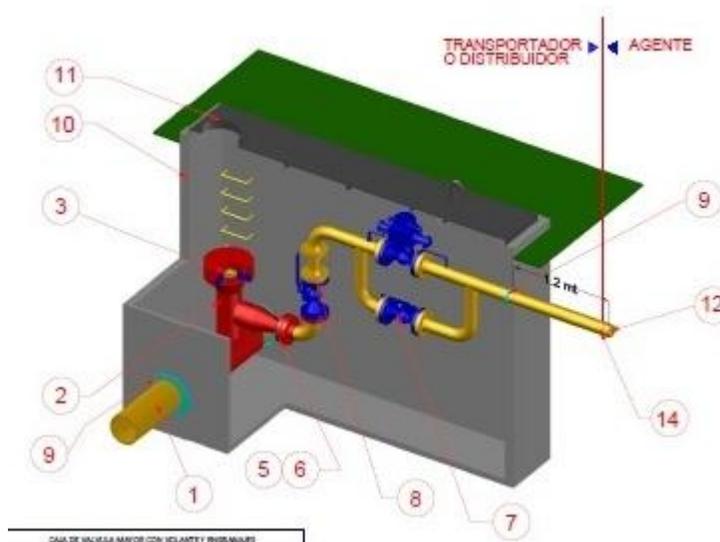
NUEVAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS			
DESIGNACION UNID. CONSTRUCTIVA	ACCESORIO DE DERIVACION	COLD TAP	HOT TAP
UCADE 4	THREAD O-RING		X
UCADE 5	THREE WAY TEE		X
UCADE 6	SPHERICAL THREE WAY TEE		X
UCADE 7	TEE SENCILLA	X	
UCADE 8	VALVULA DE SACRIFICIO		X

6.1. UCADE 4: ACCESORIO DE DERIVACIÓN EN ACERO THREAD O-RING CON OPCIÓN RASPADORES.

	01-UCADE 4 SP								
DIAMETRO GASODUCTO	2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"
Valor estudio a 2010	\$ 25.149.989	\$ 36.116.720	\$ 34.714.502	\$ 44.261.663	\$ 47.266.645	\$ 56.789.495	\$ 86.988.940	\$ 97.094.866	\$ 100.416.047



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

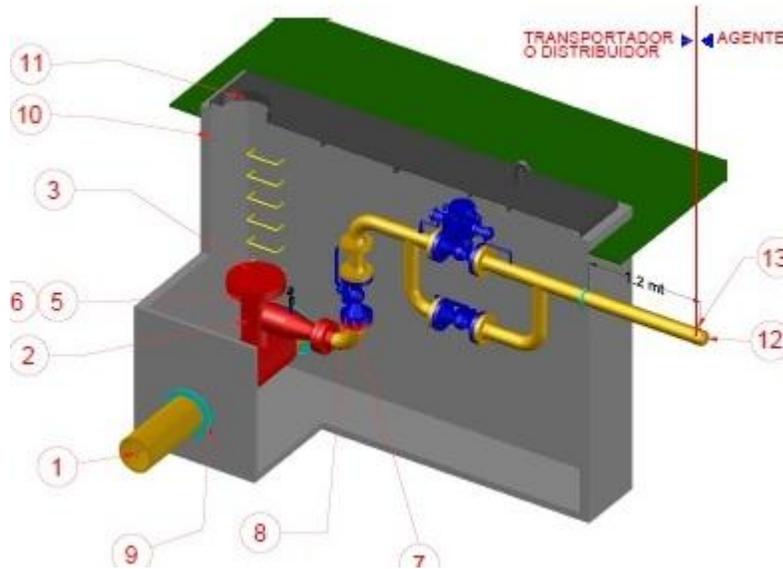


6.2. UCADE 5: ACCESORIO DE DERIVACIÓN EN ACERO THREE WAY TEE CON OPCIÓN RASPADORES.

	02-UCADE 5 TW								
DIAMETRO GASODUCTO	2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"
Valor estudio a 2010	\$ 23.546.531	\$ 32.721.631	\$ 50.477.025	\$ 57.299.942	\$ 63.799.676	\$ 71.907.509	\$ 118.005.224	\$ 151.381.205	\$ 170.247.777



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

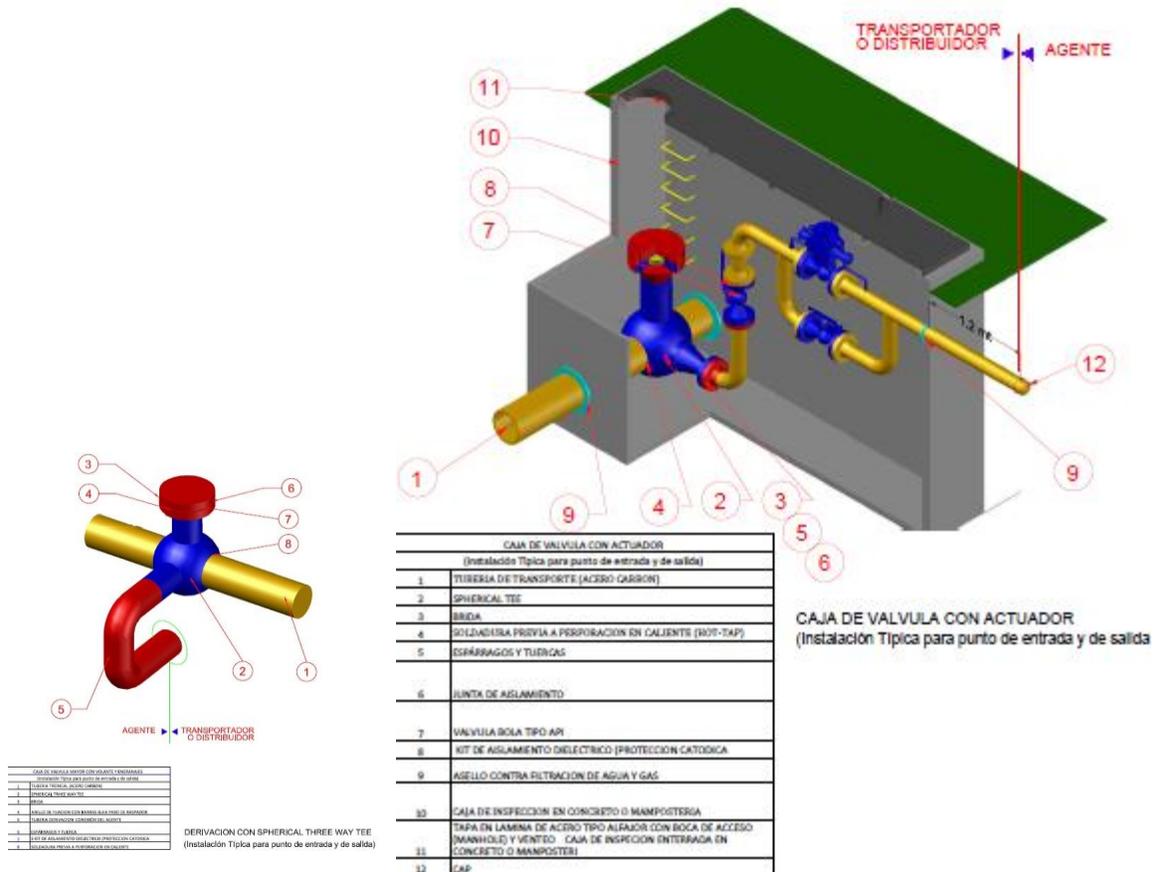


6.3. UCADE 6: ACCESORIO DE DERIVACIÓN EN ACERO SPHERICAL THREE WAY TEE CON OPCIÓN RASPADORES.

	03-UCADE 6 SPTW								
DIAMETRO GASODUCTO	2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"
Valor estudio a 2010	\$ 40.061.745	\$ 49.860.222	\$ 53.486.562	\$ 61.446.309	\$ 65.428.401	\$ 73.392.175	\$ 102.788.322	\$ 117.246.437	\$ 121.780.569

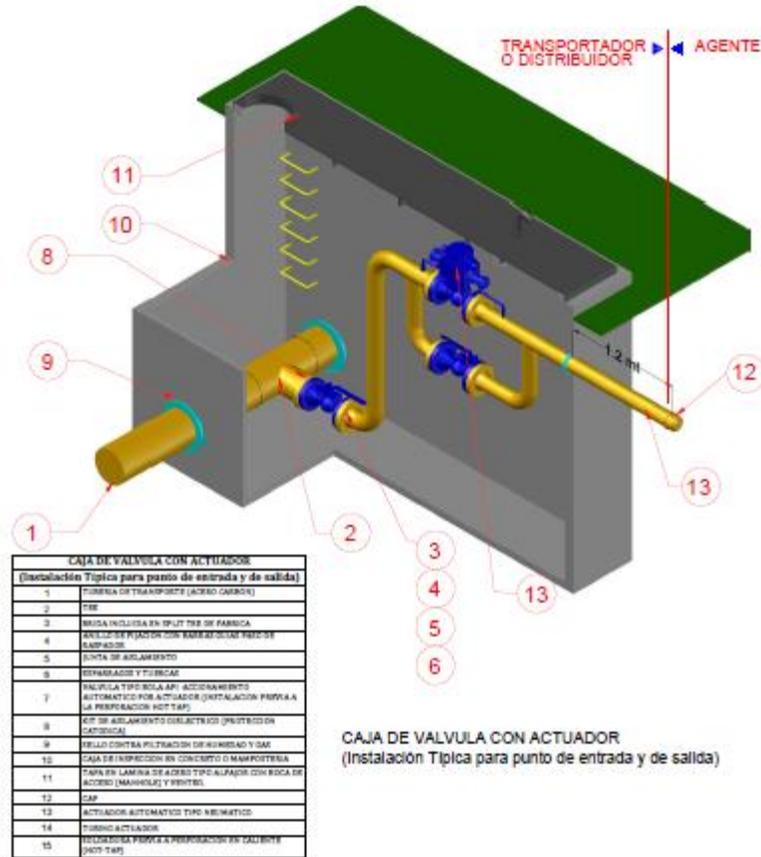


Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



6.4. UCADE 7: ACCESORIO DE DERIVACIÓN EN ACERO TEE SENCILLA

DIAMETRO GASODUCTO	04-UCADE 7 TS								
	2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"
Valor estudio a 2010	\$ 17.236.184	\$ 17.876.926	\$ 20.760.155	\$ 25.677.247	\$ 29.846.199	\$ 38.168.569	\$ 41.548.886	\$ 51.283.283	\$ 58.492.752

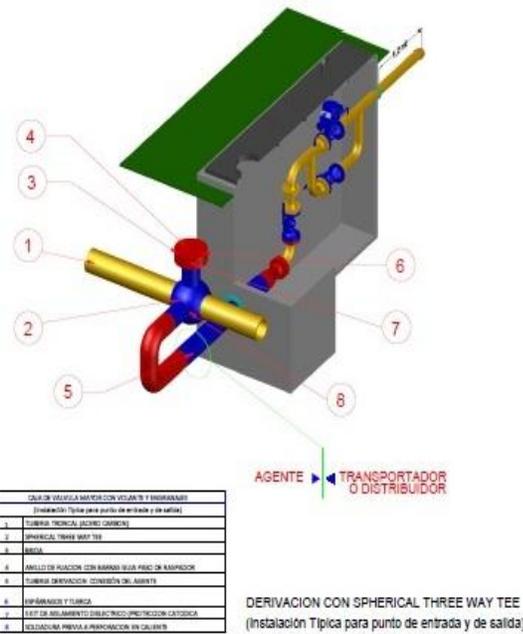


6.5 UCADE 8: ACCESORIO DE DERIVACIÓN EN ACERO CON VÁLVULA DE SACRIFICIO.

DIAMETRO GASODUCTO	05-UCADE 8 ESPECIAL								
	2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"
Valor estudio a 2010	\$ 36.052.487	\$ 48.836.976	\$ 53.163.588	\$ 64.062.339	\$ 73.226.649	\$ 91.824.642	\$ 143.443.965	\$ 163.274.615	\$ 186.209.812



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



7 **ANÁLISIS PRECIOS UNITARIOS (APU's).** De los análisis de precios unitarios presentados en este estudio se ha considerado:

- En el estudio de ITANSUCA, el precio del dólar se consideró en \$2464,19. Para este estudio el precio del dólar se consideró en \$2028,48.
- Los precios para este estudio fueron afectados por el IPP e IPC al mes de septiembre de 2014.
- Para este estudio se realizaron análisis de precios unitarios para los APU's, presentados en el estudio de ITANSUCA.



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



- Algunos ítems del estudio de ITANSUCA, como transporte, logística de importación fueron reconsiderados, así como en la parte técnica se tuvo en cuenta los consumos reales por la ejecución de las actividades, como soldadura, consumibles, desperdicios, tiempos.

8 REVISIÓN PERIÓDICA COSTOS. Se recomienda que los valores que se tazan en la Resolución y se publiquen, sean revisados en forma frecuente. Se recomienda una frecuencia fijada en dos años, esto con el fin de realizar los ajustes que por efectos de la variabilidad de la tasa de cambio (dólares a pesos) pueda afectar el valor de la unidad constructiva, en especial el cálculo del accesorio para el hot tap.



Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)
 No. RADICACION: E-2013-007792 03/Sep/2013-16.44 31
 MEDIO ENTREGA No. FOLIOS: 7 ANEXOS: NO
 PERSONAL
 ORIGEN CONSEJO NACIONAL DE OPERACION DE GAS
 NATURAL-CNO-GAS-
 DESTINO German Castro Ferreira

Bogotá D.C., Septiembre 4 de 2013.

CNOGAS- 114-2013

Doctor
Germán Castro Ferreira
 Director Ejecutivo
 Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)
 Ciudad.

CREG 3 SEP 2013 15:42

Asunto: Análisis Resolución CREG-169 DE 2011

Respetado Dr. Castro

Considerando la importancia que para el sector representan los lineamientos previstos en la Resolución del asunto y a que (i) los agentes presentaron en su momento comentarios al proyecto de Resolución, (ii) en el numeral 3.1 literal e) del RUT se establece que "(...) *el Transportador deberá cumplir con las normas técnicas y de seguridad establecidas por la autoridad competente (...)*" y (iii) el pasado 6 de junio de 2013 se compartió presentación con la CREG acerca de las diferentes inquietudes relacionadas con varios tópicos de la Resolución, estableciéndose el compromiso de remitir las nuevas consideraciones técnicas-operativas y de costos, nos permitimos compartir propuesta de ajuste a algunos tópicos previstos en la Resolución CREG-169-2011 identificadas con letras en rojo (Subrayado fuera de texto):

1. ARTÍCULO 3. MODIFICACIONES. Numeral 3. CONEXIONES.

1.1 Numeral 3.1. Responsabilidad y Propiedad de la Conexión, y de los Puntos de Entrada y Salida.

- ✓ Consideraciones generales.

Para los casos en que el Transportador esté obligado a la adquisición de terrenos y derechos, se requiere instrumentar mecanismos que permitan definir el costo y traslado de los mismos al Remitente potencial.

- ✓ Disposición actual en la Resolución.

"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".

✓ Consideración propuesta por el CNOGas.

Debido a la alta complejidad que implica la definición de los costos de adquisición de los terrenos y derechos, se propone que estos costos se definan a través de un avalúo de firmas inscritas en la Lonja de Propiedad Raíz y se trasladen al Remitente. Para los casos en el que el valor comercial supere al valor definido por la Lonja de Propiedad Raíz y no se presente acuerdo entre el Transportador y el Remitente potencial, el costo será el resultante del proceso judicial en que se incurra. En caso que esta propuesta sea acogida por la CREG, se deberá descontar, de los costos previstos en la Resolución CREG-169-2011, los relacionados con adquisición de terrenos y derechos.

2. ARTÍCULO 4. ADICIONES.

2.1 Numeral 3.6. Costos máximos de Construcción, Operación y Mantenimiento de Puntos de Entrada y Salida, Vida útil de los activos de Puntos de Entrada y Salida.

✓ Consideraciones generales.

Se requiere redefinir el tiempo de vida útil de algunos activos y adicionalmente incluir aquellos elementos que por su obsolescencia y características resulta necesario realizar la reposición en menor tiempo que el previsto en el presente numeral de la Resolución del asunto.

✓ Disposición actual en la Resolución.

"El valor máximo que un transportador puede cobrar por la construcción, operación y mantenimiento de un Punto de Entrada o un Punto de Salida será el que resulte de aplicar la metodología del Anexo 1 de la presente resolución.....(....).... "La vida útil de los activos de Puntos de Entrada y Salida será de treinta (30) años, con excepción de la unidad constructiva válvula de corte (UCVAL). Para la válvula de corte (UCVAL), las condiciones de reposición serán acordadas entre las partes y en todo caso el período de vida útil no será menor a diez (10) años. Durante estos tiempos, todos los componentes del Punto de Entrada o Salida que deban ser sustituidos serán asumidos por el transportador sin cargo alguno para el Remitente. Después de finalizada la vida útil respectiva, los cambios serán a cargo de los Remitentes teniendo en cuenta los costos dispuestos en la presente resolución".

✓ Consideración propuesta por el CNOGas

726

"El valor máximo que un transportador puede cobrar por la construcción, operación y mantenimiento de un Punto de Entrada o un Punto de Salida será el que resulte de aplicar la metodología del Anexo 1 de la presente resolución....(....)...."La vida útil de los activos de Puntos de Entrada y Salida correspondiente al accesorio de derivación y a la caja de inspección será de treinta (30) años, con excepción de la unidad constructiva válvula de corte (UCVAL). Para la válvula de corte (UCVAL), las condiciones de reposición serán acordadas entre las partes y en todo caso el período de vida útil no será menor a quince (15) años. Durante estos tiempos, todos los componentes del Punto de Entrada o Salida que deban ser sustituidos serán asumidos por el transportador sin cargo alguno para el Remitente, con excepción de los costos de la reposición de aquellos elementos que por su obsolescencia tecnológica, debidamente soportada con información del fabricante, deban ser sustituidos en un período inferior al antes indicado, los cuales serán asumidos por el Remitente. Después de finalizada la vida útil respectiva, los cambios serán a cargo de los Remitentes teniendo en cuenta los costos dispuestos en la presente resolución".

3. ANEXO 1. Costos Máximos de Construcción, Operación y Mantenimiento de Puntos de Entrada y Salida

3.1 Numeral 1. Costos máximos de Construcción, Operación y Mantenimiento de Puntos de Entrada y Salida a gasoductos de acero

- ✓ Consideraciones generales.

Por cuanto la Resolución del asunto no incluyó accesorios para las conexiones especiales que viabilicen la construcción de estas, se adicionan accesorios utilizados actualmente que garantizan una conexión cumpliendo estándares de seguridad necesarios para este tipo de trabajo.

- ✓ Disposición actual en la Resolución.

"1. Costos máximos de construcción, operación y mantenimiento de Puntos de Entrada y Salida a gasoductos de acero

El costo eficiente de construcción, operación y mantenimiento de los puntos de entrada/salida en tuberías de acero está definido en función de:

B. El accesorio de derivación:

- i) Weldolet. Se utiliza cuando el diámetro de la derivación es menor que el 30% del diámetro de la línea troncal (UCADE 1).

AV

ii) *Split tee. Se utiliza cuando el diámetro de la derivación es mayor o igual al 30% del diámetro de la línea troncal. Se instala una rejilla cuando la línea troncal está diseñada para el paso de raspadores (UCADE 2).*

C. *La válvula de corte:*

i) *Sin actuador (UCVAL1).*

ii) *Con actuador. Se utiliza cuando la longitud de la conexión es superior a 2 km o cuando el diámetro de la tubería de la conexión sea mayor o igual a 6 pulgadas (UCVAL2)".*

✓ *Consideración propuesta por el CNOGas.*

B. *El accesorio de derivación:*

i) *Weldolet. Se utiliza cuando el diámetro de la derivación es menor que el 30% del diámetro de la línea troncal (UCADE 1).*

ii) *Split tee. Se utiliza cuando el diámetro de la derivación es mayor o igual al 30% del diámetro de la línea troncal. Se instala una rejilla cuando la línea troncal está diseñada para el paso de raspadores (UCADE 2).*

iii) *Tee sencilla. Se utiliza en conexiones realizadas en frío.*

iv) *3 Way Tee. Se utiliza en conexiones realizadas en caliente y en zonas en donde resulta imposible construir la caja o registro de derivación. (ej. Vías o bermas de vía).*

v) *TOR (Threaded o ring). Se utiliza para derivaciones en caliente de 2" y 3".*

C. *La válvula de corte:*

i) *Sin actuador (UCVAL1).*

ii) *Con actuador. Se utiliza cuando la longitud de la conexión es superior a 2 km o cuando el diámetro de la tubería de la conexión sea mayor o igual a 6 pulgadas (UCVAL2). La instalación del actuador se efectuará según el resultado de un análisis de riesgos basado en un análisis HAZOP que realice el Transportador, teniendo en cuenta las condiciones particulares del sistema y del entorno. En este caso se incluye, Válvula con actuador, by-pass con su respectiva válvula, válvula de corte, válvulas para toma de gas de suministro al actuador y sistemas de control, suministro de energía y comunicaciones. Previo a la realización del análisis de riesgos, el transportador debe notificar al remitente o agente involucrado en la conexión para que éste defina la pertinencia de su participación en el mencionado análisis*

iii) *Válvula de sacrificio. Se utiliza en conexiones en caliente y en zonas donde resulta imposible construir la caja o registro de derivación, según el resultado de un análisis de riesgos basado en un análisis HAZOP. Esta válvula sería adicional a la de corte. Previo a la realización del análisis de riesgos, el transportador debe notificar al remitente o agente involucrado en la conexión para que éste defina la pertinencia de su participación en el mencionado análisis*

3.2 Numeral 4. Factores Externos que afectan los costos máximos.

- ✓ Consideraciones generales.

La Complejidad Constructiva resulta un factor importante en el momento de construir un Punto de Salida o Punto de Entrada, por cuanto guarda relación directa con el costo de los mismos, al tener incidencia en la totalidad de la obra a desarrollar.

- ✓ Disposición actual en la Resolución.

"FCC-Complejidad Constructiva. Este factor se refiere a las dificultades constructivas que influyen en los costos de la construcción de las cajas de inspección, en la movilización y transporte de equipos, tubería, accesorios y válvulas para los puntos de salida y puntos de entrada en los gasoductos".

- ✓ Consideración propuesta por el CNOGas.

En atención con lo previsto en la Resolución del asunto relacionado con la Complejidad Constructiva que determina que el factor solamente se aplica a la caja de inspección, *consideramos que también se debe aplicar el mencionado factor a la construcción de todas las facilidades que conforman el Punto de Salida o Punto de Entrada para el Remitente potencial, por ej. Construcción/soldadura de spooles o carretes, instalación de válvulas, elementos de instrumentación, etc.*

4. ANEXO 2. Unidades Constructivas para Determinar los Costos Máximos de Puntos de Entrada y Salida. (Valores en \$ Diciembre/2010).

Se presenta a continuación tabla comparativa de costos definidos por la CREG en la Resolución CREG-169-2011 y reales en sistemas de transporte de la Costa e Interior del país en diferentes fechas y proyectos, cotizados algunos, realizados otros, que permiten evidenciar la diferencia entre los mismos, con un menor valor porcentual de la CREG del orden del 42%. En la reunión prevista programar con la participación del consultor de la CREG, se revisarán en detalle los valores aportados en la presente comunicación.

Teniendo como base lo anteriormente mencionado, se propone a la CREG que se revisen los valores de las Unidades Constructivas definidas en la Resolución CREG-169-2011, ya que los mismos no

reflejan la realidad del mercado y en algunos casos los mínimos estándares técnicos que deberían tener. Por lo que se pone a disposición de la Comisión los expertos de todas las compañías asentadas en el CNO Gas para compartir, en detalle, con la CREG y su consultor, el análisis de costos citado en el párrafo anterior del presente numeral.

COSTOS EN SISTEMAS DE TRANSPORTE DE LA COSTA

FECHA	DESCRIPCIÓN	COSTOS TOTALES		DIF	
		CREG	PROMIGAS	COP	%
21/12/2012	Proyecto ERM 03 (10"x4")	\$ 64,011,431	\$ 113,348,250	(\$ 49,336,819)	-44%
26/09/2012	Proyecto Zona Franca Santelca (10"x3")	\$ 61,541,455	\$ 93,174,750	(\$ 31,633,295)	-34%
12/09/2012	Punto de Salida ERM 03 (10"x3")	\$ 61,763,564	\$ 93,174,750	(\$ 31,411,186)	-34%
28/08/2012	Punto de Salida Cementos Argos / del Valle 6"x6" Actuador	\$ 112,159,183	\$ 207,195,789	(\$ 95,036,606)	-46%
17/08/2012	Punto de Salida Americas Styrenics 2"x10"	\$ 44,844,558	\$ 70,756,875	(\$ 25,912,317)	-37%
10/08/2012	Punto de Salida ERM 01 10" x10" Actuador	\$ 151,406,639	\$ 302,140,125	(\$ 150,733,486)	-50%
25/07/2012	Punto de Salida EDS Gazel Lorica 2"x4"	\$ 59,007,758	\$ 66,548,250	(\$ 7,540,492)	-11%
16/07/2012	Punto de Salida Aremasain 2"x3"	\$ 46,380,821	\$ 64,818,563	(\$ 18,437,742)	-28%
12/07/2012	Punto de Salida La Perla del Río Sinú 2" x10"	\$ 46,380,821	\$ 70,756,875	(\$ 24,376,054)	-34%
29/06/2012	Punto de Salida San José 6"x6" con Actuador	\$ 116,370,000	\$ 224,195,789	(\$ 107,825,789)	-48%
04/05/2012	Proyecto Colcerámica (8"X3" con Actuador)	\$ 78,442,564	\$ 156,319,409	(\$ 77,876,845)	-50%
13/04/2012	Proyecto EDS El Parque (10"x2")	\$ 45,007,000	\$ 70,756,875	(\$ 25,749,875)	-36%
16/03/2012	Punto de Salida Asomineros de Sucre 2"x10"	\$ 46,753,706	\$ 70,756,875	(\$ 24,003,169)	34%
Total		\$ 934,069,500	\$ 1,603,943,175	(\$ 669,873,675)	42%

COSTOS EN SISTEMAS DE TRANSPORTE DEL INTERIOR DEL PAÍS

Conexión	Costos Resolución CREG-169	Costos Reales Pagados por TGI	Diferencia
Punto de Salida La Mata - Neiva	\$ 54,037,164	\$ 73,400,000	35.8%
Punto de Entrada GEACOM - La Jagua	\$ 53,742,344	\$ 75,250,000	40.0%
Punto de Salida Bazar del Vidrio	\$ 45,460,444	\$ 70,400,000	54.9%

28

CNO-Gas

Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

Por último, ratificamos nuestro interés y disponibilidad de reunirnos con la CREG y su consultor para compartir los temas propuestos en la presente comunicación.

Cordialmente



FRED ENRIQUE LOPEZ SIERRA
Secretario Técnico del CNOGas

c.c. Miembros del Consejo

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)
No. RADICACIÓN: E-2015-009836 22/sep/2015-12 28:07
MEDIOS: CORREOS No FOLIOS: 1 ANEXOS: ARCHIVO
CREG
ORIGEN CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS
DESTINO NATURAL-CNO-GAS-
Jorge Pinto

Bogotá D.C 21 de septiembre de 2015

CNOGas- 143-2015

Doctor
Jorge Pinto Nolla
Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG
Ciudad

CREG 28 SEP 2015 9:33

Asunto: Su comunicación radicado No S-2015-003133 de 14 de julio de 2015, Informe del estudio "Asesoría y actualización de los costos eficientes de las unidades constructivas definidas por la CREG en la Resolución CREG 169 de 2011", Radicado CREG E-003853.

Respetado doctor Pinto

En atención con su comunicación del asunto mediante la cual remite al Consejo comentarios al Informe del estudio "Asesoría y actualización de los costos eficientes de las unidades constructivas definidas por la CREG en la Resolución CREG 169 de 2011", nos permitimos presentar aclaraciones a los mismos.

1. Marco general conceptual para la realización del estudio por el CNOGas.

El interés del CNOGas para compartir con la Comisión el resultado del estudio realizado por consultor externo radica en la imperiosa necesidad de actualizar el mismo considerando que han transcurrido alrededor de 11 años desde el momento en que ITANSUCA realizó el estudio que sirvió de fundamento a la CREG para definir los costos establecidos en la Resolución CREG-169-2011, teniendo como premisas fundamentales los siguientes aspectos: (i) Cambios en la tecnología actual para la construcción de las conexiones, (ii) Cambios en los reglamentos y requerimientos normativos asociados, particularmente los referidos a la seguridad industrial para las instalaciones a conectar al SNT y el personal que participa en estos trabajos y (iii) Cambios en los materiales, elementos constructivos, nuevos equipos y accesorios, utilizados en la construcción de conexiones. Por cuanto el aspecto principal para la actualización de las unidades constructivas se fundamentó en lo descrito en los literales (i), (ii) y (iii) anteriores, el Consejo no consideró pertinentes actualizaciones de los valores de las unidades constructivas ocasionadas por costo del dinero a través del tiempo, cuya ecuación está definida en el numeral 5, Actualización de los valores de las unidades constructivas, de la Resolución CREG-169-2011. En este sentido, los valores actualizados de las unidades constructivas están referenciados al año 2010.

La carencia de esta actualización implicaría la presencia de un rezago en los costos de las conexiones y en el uso de nuevas tecnologías que benefician, particularmente en el tema de seguridad, a los usuarios de estas conexiones: transportadores, remitentes y público en general en el área de influencia de la conexión.

2. Revisión unidades constructivas definidas por la CREG en la Resolución CREG-169-2011.

La CREG plantea las siguientes inquietudes:

a. *"... (...) Se proponen nuevos costos para las unidades constructivas establecidas en la resolución previamente mencionada; sin embargo, no se presentan los análisis técnicos de las unidades constructivas y como a partir de dichos análisis se establecen los consecuentes cálculos para fijar el nuevo valor de las unidades".*

Aclaración del CNOGas. El estudio realizado por el Consejo a través de consultor externo, consideró fundamentalmente el análisis de los siguientes aspectos: (i) Análisis de precios unitarios, APU's, para cada unidad constructiva definida por la CREG en la Resolución CREG-169-2011, (ii) Actualización de las unidades constructivas, en lo relacionado con sus componentes mecánicos, equipos, etc., utilizados por la industria actualmente. En este aspecto, se evidenció que el estudio realizado por ITANSUCA contempló los componentes mecánicos y equipos utilizados por la industria en el año 2004. En el Anexo 1, se remite el análisis técnico y de APU's para cada unidad constructiva revisada, por lo que consideramos que en el estudio adelantado existen los datos para realizar el análisis, si existe alguna consideración puntual estamos dispuestos a las aclaraciones que se necesiten.

b. *"... (...) Se encuentra contradictorio el hecho de que en el informe se establece que no se incluirá el porcentaje de administración considerado en el estudio de la firma ITANSUCA, pero posteriormente se menciona que se afectan los costos en un 10% por concepto de administración".*

Aclaración del CNOGas. Sobre este particular nos permitimos copiar textualmente y de manera completa los párrafos objeto del comentarios de la CREG: *"5.2 De los onólisis unitarios, se recomienda, basados en las condiciones presupuestales actuales, no incluir el porcentaje de administración (ITANSUCA 13.1.5) dentro de los análisis de precios unitarios fundamentalmente por cuanto en la actualidad las actividades administrativas son más rigurosas por control (normas, códigos), por seguridad (humana y física), por calidad, certificaciones (trabajos en altura) y cumplimiento, todo lo anterior implica gestión. Por lo anterior se recomienda afectar los costos unitarios por el A (10%), I (10%), U (5%), y el IVA sobre la utilidad".*

El análisis realizado por el consultor externo al estudio de ITANSUCA evidenció que el porcentaje de administración estaba incluido en cada precio unitario (materiales, mano de obra, otros insumos, etc.) de la correspondiente unidad constructiva. La recomendación realizada por el CNOGas en el numeral 5.2 del estudio remitido a la CREG, considera aplicar el porcentaje de administración al valor total de precios unitarios (sumatorias de precios unitarios) y no a cada precio unitario, considerando que las actividades administrativas en la actualidad son más rigurosas en su control y gestión. De acuerdo con lo anterior, el Consejo en ningún momento propuso "no incluir el porcentaje de administración"; sino en contrario ajustar el mecanismo de aplicación del mismo. *OV*



c. *"... (...) No se encuentra justificación para la modificación del porcentaje de imprevistos, cambiando del 5% utilizado en el estudio de ITANSUCA a 10% utilizado en el estudio de ESFERA INGENIERÍA".*

Aclaración del CNOGas. Hoy en día son más exigentes los procesos y procedimientos constructivos (por buenas prácticas de ingeniería, por la seguridad de las personas, por la preservación del medio ambiente, certificados de trabajos en alturas del personal, entibado de las excavaciones, nuevas regulaciones, normas y cumplimiento de requisitos), cuyo cumplimiento exige la necesidad de minimizar los riesgos y para ello resulta de suma importancia el ítem referido a los imprevistos. (Un ejemplo típico: Al hacer una excavación no se sabe que se va a encontrar: tuberías existentes, nivel freático, terrenos inestables, etc., es allí donde se deben realizar inspecciones con Geo radar, apiques, o cualquier otro procedimiento para minimizar los imprevistos). Por las razones anteriores el valor del 10% resultó de valorar el costo de actividades, equipos, procedimientos adicionales para disminuir el riesgo.

d. *"... (...) En el informe se presentan fotografías de las unidades constructivas establecidas en la Resolución CREG 169 de 2011 cuyo objetivo no es claro, ya que no son descritas ni referenciadas en el documento".*

Aclaración del CNOGas. A través del registro fotográfico quisimos ilustrar a la Comisión sobre aspectos constructivos, nuevos accesorios, elementos utilizados actualmente en la industria, equipos para realizar las conexiones sin suspensión del flujo de gas, etc. Entendiendo la inquietud de la Comisión, en el Anexo 2, podrá encontrar mayor claridad en las referencias fotográficas.

3. Revisión, definición y valoración de nuevas unidades constructivas teniendo presente la identificación realizada por el CNOGas, según carta que forma parte de los documentos de este proceso.

La CREG plantea las siguientes inquietudes:

a. *"... (...) Sin embargo, no se presenta en el informe, de una manera detallada, la justificación técnica de las nuevas unidades constructivas ni cómo se determinaron sus valores, cuáles fueron los costos de materiales, mano de obra, pruebas, documentación, etc. considerados ni la justificación de estos".*

Aclaración del CNOGas. El estudio realizado por el Consejo a través de consultor externo, consideró fundamentalmente el análisis de los siguientes aspectos: (i) Nuevos accesorios, equipos, elementos utilizados para la construcción de las conexiones y (ii) Dificultades propias de la ubicación geográfica de la conexión a construir, que debe resolverse a través de mecanismos de ingeniería utilizados en la industria (Por ejemplo: uso de elementos de sacrificio, para conexiones en vías públicas). En este aspecto, se evidenció que el estudio realizado por ITANSUCA contempló los componentes mecánicos y equipos utilizados por la industria en el año 2004. En el Anexo 3, se remite el análisis técnico y de APU's para cada nueva unidad constructiva propuesta.



4. Revisión y propuesta de los factores de complejidad propuestos por la CREG en la Resolución CREG-169-2011.

La CREG plantea las siguientes inquietudes:

a. "... (...) Consideramos que en el informe no se exponen suficientes argumentos técnicos que justifiquen la modificación que se propone a los factores externos que afectan los costos máximos".

Aclaración del CNOGas. Los factores externos que afectan los costos máximos de las unidades constructivas guardan estrecha relación con asuntos relacionados fundamentalmente con dificultades en los accesos y en la movilización y transporte de equipos, tuberías, accesorios, válvulas, etc. que se utilizan en la construcción de las conexiones. En este sentido, el CNOGas mediante el estudio remitido a la CREG consideró pertinente revisar los factores propuestos por ITANSUCA dado el cambio positivo en la disponibilidad de nuevas infraestructuras viales que mejoran las condiciones de transporte de equipos, tuberías y en general de los insumos requeridos en la construcción de las conexiones. Coherente con este análisis, algunos de los factores propuestos en el estudio remitido por el CNOGas disminuyeron.

Como complemento a la información remitida en los Anexos 1, 2 y 3 de la presente comunicación y con el propósito de brindar mayor claridad a la CREG, adjuntamos también los Anexos 4 y 5 que consideran información relacionada con las UCADE's (existentes y nuevas), UCVAL's y UCCIN's, en lo atinente a: (i) Valores a 2010 y (ii) Comparativo de valores a 2010 entre el estudio presentado por el CNOGas y los de la CREG, respectivamente. Por su tamaño, los anexos se remiten en un CD.

Por último, consideramos importante explicar en reunión presencial los aspectos aclarados en la presente comunicación y cualquier inquietud que surja durante la mencionada reunión, en la cual participarán miembros del Consejo interesados en este tema y el consultor externo Esfera Ingeniería Ltda.

Quedamos atentos.

Cordial saludo



FREDI ENRIQUE LOPEZ SIERRA
Secretario Técnico del CNOGas

c.c. Miembros del CNOGas...
Hernán Molina- Experto Comisionado...

Anexo :un (1) CD con los anexo del 1 al 5 que hacen parte de esta comunicación

ANEXO 2 - REGISTRO FOTOGRÁFICO

1. UTILIZACIÓN DE NUEVOS ACCESORIOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE DERIVACIONES (No considerados en estudio ITANSUCA).

1.1 NUMERAL 6. NUEVAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS.



Uso accesorio "THREAD O-RING". Numeral 6.1 UCADE 4.



Uso accesorio "SPHERICAL THREE WAY TEE". Numeral 6.3 UCADE 6.



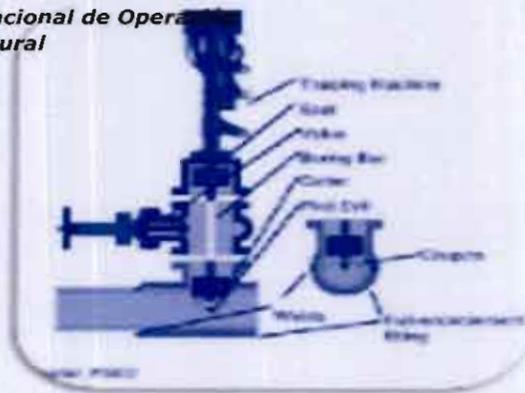
Uso accesorio "TEE SENCILLA". Numeral 6.4 UCADE 7.



Uso accesorio "VÁLVULA DE SACRIFICIO". Numeral 6.5 UCADE 8.

2. EQUIPOS UTILIZADOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS DERIVACIONES SIN SUSPENSIÓN DEL FLUJO DE GAS (HOT TAP).





3. CONSTRUCCIÓN DE OTRAS FACILIDADES ASOCIADAS A LAS DERIVACIONES.



CAJAS DE INSPECCIÓN - UCCIN.

4. ACTIVIDADES GENERALES CONSTRUCTIVAS.



ASPECTOS GENERALES EN LA CONSTRUCCIÓN DE DERIVACIONES

4.3. Otros temas de interés.

- ❑ **Información SARLAFT requerida por FiduDavivienda.** A 07 de junio de 2017, se encuentran pendientes por remitir la información requerida por FiduDavivienda las empresas del CNOGas: (i) Equión y (ii) Gas Natural Fenosa. FiduDavivienda remitió el 02 de junio de 2017 comunicación al CNOGas mediante la cual relaciona las observaciones a la información SARLAFT remitida por los Fideicomitentes y hace devolución de la misma.
- ❑ **Acuerdo No 001 de 2017, criterios firmas auditoras proyectos Resoluciones CREG 038 y 090 de 2016.** Revisado por el Consejo el texto del Acuerdo No 001 de 2017 versión preliminar en la sesión CNOGas No 133 realizada el pasado 20 de abril de 2017, se está a la espera de la publicación de las resoluciones definitivas por la CREG, de tal manera se ajuste el contenido del Acuerdo y se de inicio al proceso de selección de las firmas auditoras.
- ❑ **Código de Buen Gobierno.** Revisado por el Consejo el texto del Código de Buen Gobierno versión preliminar y atendida presentación de nuestra asesora jurídica, doctora Nora Palomo en sesión CNOGas No 133 realizada el pasado 20 de abril de 2017, se está a la espera de los comentarios de los miembros del CNOGas y Ministerio de Minas y Energía para consolidar el documento versión final y someter a aprobación del Consejo.
- ❑ **Adecuación SIMI_Consulta mantenimientos semana n+1.** Una vez la CREG publique el acto administrativo que modifique algunos aspectos de la Resolución CREG-147-2015, se procederá con la adecuación del SIMI la cual tiene un costo, según cotización de Concentra, de \$2.000.000 más impuestos.

Bogotá D.C., 02 de junio de 2017.

Doctor
FREDI ENRIQUE LÓPEZ SIERRA
Secretario Técnico
C.N.O. GAS
Avenida El Dorado No. 68 C – 61 Oficina 532
Ciudad

**ASUNTO: DEVOLUCIÓN DE FORMULARIOS DE CONOCIMIENTO AL CLIENTE “SARLAFT”
PATRIMONIO AUTÓNOMO No. 3108238 C.N.O. GAS.**

Respetado Doctor:

Reciba un cordial saludo de Fiduciaria Davivienda. De manera atenta realizamos la devolución de los formularios de conocimiento de cliente “SARLAFT” y sus anexos, de los fideicomitentes relacionados a continuación teniendo en cuenta que presentan la información incompleta:

1) GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA NIT. 830.111.971 – 4:

- El formato de composición accionaria se encuentra incompleto, dicho formato se debe diligenciar realizando la desagregación hasta persona natural.

2) CHEVRON PETROLEUM COMPANY NIT. 860.005.223 – 9:

- En el formulario de persona jurídica se encuentran incompletos los campos de “Declaración origen de fondos” y el campo de “Entrevista representante legal”, por favor completar.
- No es necesario diligenciar el formulario de persona natural.
- Se encuentra pendiente el formato de composición accionaria, en el cual deben realizar la desagregación hasta persona natural.

3) GASES DEL CARIBE S.A. NIT. 890.101.691 – 2:

- En el formulario de persona jurídica se encuentran incompletos los campos de “Declaración origen de fondos” e “Información de los socios”, por favor completar.
- Se encuentra pendiente el formato de composición accionaria, en el cual deben realizar la desagregación hasta persona natural.



Fiduciaria Davivienda S.A.

Nit. 800.182.281-5

4) PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. E.S.P. NIT. 800.170.118 – 0:

- En el formulario de persona jurídica se encuentra incompleto el campo de “Declaración origen de fondos” pregunta No. 9, por favor completar.
- No es necesario diligenciar el formulario de persona natural.
- Se encuentra pendiente el formato de composición accionaria, en el cual deben realizar la desagregación hasta persona natural.

5) TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P. NIT. 805.010.599 – 2:

- El formulario de conocimiento al cliente “Persona Jurídica” se encuentra desactualizado, corresponde a una versión de años anteriores, razón por la cual deben diligenciar el formato vigente “actualizado”.
- Se encuentra pendiente el formato de composición accionaria, en el cual deben realizar la desagregación hasta persona natural.

6) PROMIORIENTE S.A. E.S.P. NIT. 800.226.766 – 6:

- En el formulario de persona jurídica se encuentran incompletos los campos de “Declaración origen de fondos” y “Entrevista representante legal”, por favor completar.
- El formato de composición accionaria se encuentra incompleto, dicho formato se debe diligenciar realizando la desagregación hasta persona natural.

7) ISAGEN S.A. E.S.P. NIT. 811.000.740 – 4:

- El formato de composición accionaria se encuentra incompleto, dicho formato se debe diligenciar realizando la desagregación hasta persona natural.

8) TRANSPORTADORA DE METANO E.S.P. S.A. NIT. 800.215.347 – 6:

- En el formulario de persona jurídica se encuentra incompleto en el campo de “Declaración origen de fondos”, por favor completar.
- El formato de composición accionaria se encuentra incompleto, dicho formato se debe diligenciar realizando la desagregación hasta persona natural.

9) PROMIGAS S.A. E.S.P. NIT. 890.105.526 – 3:

- En el formulario de persona jurídica se encuentran incompletos los campos de “Aspectos legales”, “Información de los socios”, “Otros relacionados”, “Declaración origen de fondos” y “Entrevista representante legal”, por favor completar.
- Se encuentra pendiente el formato de composición accionaria, en el cual deben realizar la desagregación hasta persona natural.



**10) TERMOBARRANQUILLA S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS TEBSA S.A. E.S.P.
NIT. 800.245.746 – 1:**

- En el formulario de persona jurídica se encuentra incompleto el campo de “Declaración origen de fondos” pregunta No. 9, por favor completar.
- El formato de composición accionaria se encuentra incompleto, dicho formato se debe diligenciar realizando la desagregación hasta persona natural.

Agradecemos gestionar con cada uno de los Fideicomitentes y radicar los formularios junto con sus anexos a más tardar el día Viernes 16 Junio de 2017.

Cualquier información adicional que requiera con gusto será suministrada en la coordinación de gestión fiducia estructurada, en el teléfono 3300000 Ext. 91070 o 92373 de Bogotá D.C., o los correos electrónicos lgblanco@davivienda.com y jcplazas@davivienda.com.

Cordialmente,

LUIS GILBERTO BLANCO PATIÑO
Coordinador de Gestión de Fiducia Estructurada

Preparó: Juan Carlos Plazas Barrera.

PROPUESTA PARA LA ADECUACION DEL SIMI A NUEVOS REQUERIMIENTOS DEL CNOGAS

Adecuaciones Solicitadas:

1. *Nuevo reporte mantenimientos semana n+1.*

En el menú "Reportes" se implementara el reporte con los mantenimientos de la semana n+1 que quedan en firme el jueves de la semana n.

Este reporte respetará el formato establecido por el CNOgas, de la siguiente manera:

MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS EN EL SIMI, SECTOR GAS				
PERÍODO DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTOS	Período Octubre de 2015 - Marzo de 2016			
FECHA REVISIÓN:	15-mar-17			
SEMANA n+1:	Lunes 20-marzo-17 a las 00:00 horas hasta domingo 26-marzo-17 a las 24:00 horas			
AGENTE	FECHA PROGRAMADA		RESTRICCIÓN MAYOR IMPACTO (MPCD)	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MANTTO
	INICIO	FINALIZACIÓN		
Ecopetrol	25-mar-17	25-mar-17	38	Mantenimiento instalaciones campo Gibraltar

Este reporte podrá ser consultado por los perfiles definidos por el CNOgas y se podrá consultar los históricos.

2. *Cambio en menú informe.*

Se incluirá el nuevo reporte de mantenimientos semana n+1 en este menú de informes.

Los usuarios con permiso de consulta tendrán acceso a este reporte y sus históricos, a través de este menú.

3. *Tiempo estimado*

El tiempo estimado de la ejecución de estos cambios es de tres semanas contadas a partir de la firma del contrato.

Este tiempo incluye levantamiento de requerimientos, desarrollo, implementación y pruebas de los cambios solicitados.

4. *Costo propuesta*

La propuesta tiene un costo de \$2'000.000 sin incluir impuestos.

5. TEMAS PARA APROBACIÓN

5.1. Cancelación servicio teleconferencias línea 01-8000.

ANTECEDENTES

El Secretario técnico del CNOEléctrico Alberto Olarte informó, de manera verbal, acerca de la posibilidad de cancelar el servicio de teleconferencias a través de la línea 01-8000 considerando que no la están utilizando por migrar a otros sistemas.

Línea 01-8000.

- El servicio de teleconferencias a través de la línea 01-8000 se implementó en febrero de 2008 para ser utilizado por el CNOGas y CNOEléctrico, compartiendo por parte iguales los gastos generados, independientemente de su uso.
- El CNOGas realiza los pagos mensuales por el servicio de la línea 01-8000 y factura el 50% de los mismos al CNOEléctrico.
- El pago mensual del servicio de teleconferencias a través de la línea 01-8000 depende de su uso y para el caso en que no se utilizare, se paga un cargo básico mensual que para el 2017 es de \$154.700, IVA incluido.
- El uso de la línea 01-8000 requiere la disponibilidad de este servicio por el usuario y una línea fija. No es posible conectarse a través de línea celular. No permite excluir a usuarios.

Plataforma Spontania.

- El servicio de teleconferencias a través de la plataforma Spontania se implementó en diciembre de 2013 para uso exclusivo del CNOGas, manteniendo la línea 01-8000 como respaldo.
- El pago mensual del servicio de teleconferencias a través de la plataforma Spontania es fijo según tarifa del proveedor del servicio, UNE. Para el año 2017 es de \$140.000 (No aplican IVA).
- El uso de la plataforma Spontania requiere la disponibilidad del aplicativo por el usuario en un computador o celular. Permite excluir a usuarios, grabar las teleconferencias y compartir documentos.

USOS Y OPERATIVIDAD PLATAFORMA SPONTANIA_Enero-Diciembre de 2016

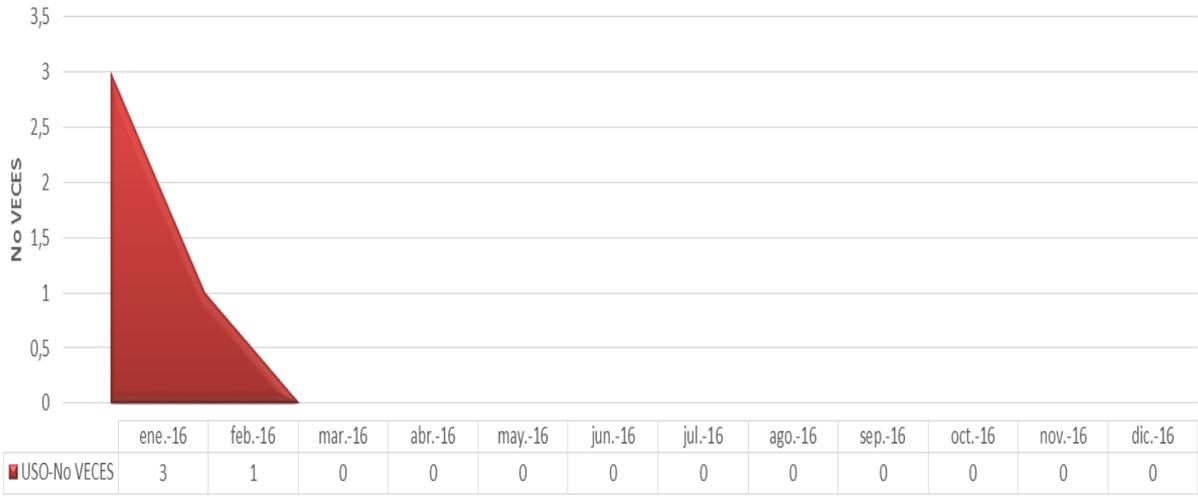
USO PLATAFORMA SPONTANIA-2016



La plataforma Spontania se utiliza 4 veces durante cada mes, para las teleconferencias COMI's semanales y eventualmente para la mensual-virtual (se exceptúan casos excepcionales por mantenimientos de alto impacto o sesiones virtuales de Comités técnicos.)

Se observa que la plataforma Spontania mantiene un nivel de utilización óptimo-adequado durante el año. En diciembre de 2016, por cierre de año no se utilizó (no representa falla).

USO LÍNEA 01-8000-2016



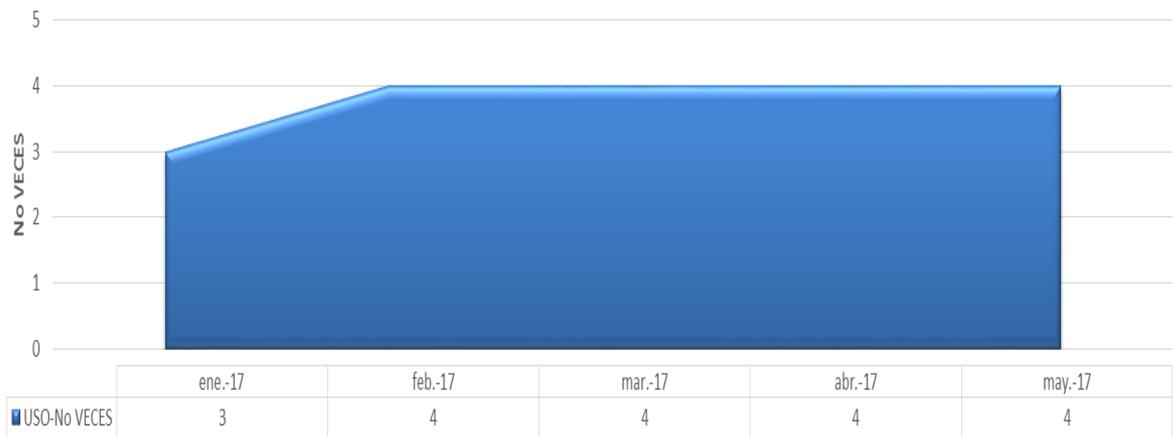
La plataforma Spontania mantuvo una operatividad durante su uso en el período enero-diciembre de 2016 del 87,50%.

En los meses de enero y febrero de 2016, se utilizó el sistema de teleconferencias de respaldo (línea 01-8000) ante fallas de la plataforma Spontania.

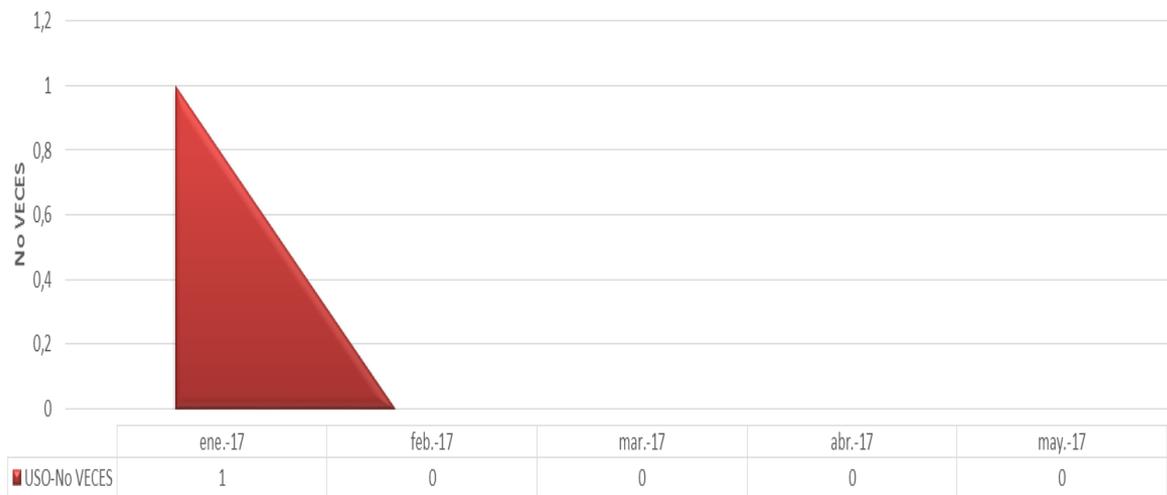
El sistema de respaldo (línea 01-8000) ha operado en los momentos en que se ha requerido su uso (Respaldo de Spontania).

USOS Y OPERATIVIDAD PLATAFORMA SPONTANIA_Enero-Mayo de 2017

USO PLATAFORMA SPONTANIA-2017
(Mayo-2017)



USO LÍNEA 01-8000-2017



- ❑ La plataforma Spontania se utiliza 4 veces durante cada mes, para las teleconferencias COMI's semanales y eventualmente para la mensual-virtual (se exceptúan casos excepcionales por mantenimientos de alto impacto o sesiones virtuales de Comités técnicos.)
- ❑ Se observa que la plataforma Spontania mantiene un nivel de utilización óptimo-adequado durante el período, mejorando su desempeño.
- ❑ La plataforma Spontania mantuvo una operatividad durante su uso en el período enero-mayo de 2017 del 95,00%.
- ❑ En el mes de enero de 2017, se utilizó el sistema de teleconferencias de respaldo (línea 01-8000) ante falla de la plataforma Spontania.
- ❑ El sistema de respaldo (línea 01-8000) ha operado en los momentos en que se ha requerido su uso (Respaldo de Spontania).

- ❑ SITUACIONES MÁS FRECUENTES PRESENTADAS POR LOS USUARIOS (EMPRESAS) CON LA PLATAFORMA SPONTANIA.
 - ✓ Problemas con la conectividad asociadas a: (i) Protocolos de seguridad en las empresas, (ii) Cambios en el equipo utilizado tradicionalmente y (iii) Sistemas de comunicación de voz inadecuados (diademas).
 - ✓ Nuevos usuarios de la plataforma Spontania.

- ❑ RIESGOS CANCELACIÓN LÍNEA 01-8000.
 - ✓ No realización de teleconferencias ante fallas en la plataforma Spontania por carecer de respaldo de la línea 01-8000.

- ❑ MITIGACIÓN RIESGOS CANCELACIÓN LÍNEA 01-8000.
 - ✓ Información a través de correo electrónico. Permite disponer de la información de los miembros del COMI y compartirla consolidada a través de un acta o correo.
 - ✓ Información a través de telefonía celular. Permite disponer de la información de los miembros del COMI y compartirla consolidada a través de un acta o correo.
 - ✓ Gestión con UNE para optimización plataforma Spontania, particularmente en los meses de enero.

- ❑ COSTOS-GASTOS DEJADOS DE PAGAR POR CANCELACIÓN LÍNEA 01-8000.
 - ✓ A partir de ser efectiva la cancelación, se dejarán de causar gastos del orden de \$209.338 IVA incluido, previstos en el presupuesto de 2017.

- ❑ Los miembros del COMI fueron enterados de esta solicitud para la cancelación del servicio de teleconferencias a través de la línea 01-8000 en las sesiones del 24 y 31 de mayo de 2017.

RECOMENDACIÓN. Se recomienda cancelar el servicio de teleconferencias a través de la línea 01-8000

OBSERVACIÓN: Para el caso de permanecer con el servicio de la línea 01-8000 al CNOGas le tocará asumir un pago mínimo del orden de \$154.700 IVA incluido, equivalente al cargo básico mensual (sin uso de la línea).

5.2. Prórroga contrato prestación de servicios Secretario Técnico CNOGas.

- El contrato por prestación de servicio suscrito por el Secretario técnico vence el 30 de junio de 2017.

Solicitud aprobación CNOGas

Se solicita al Consejo aprobar los temas de los numerales 5.1 y 5.2 considerando el alcance de las propuestas realizadas.

- 5.1. Cancelación servicio teleconferencias línea 01-8000.**
- 5.2. Prórroga contrato prestación de servicios Secretario Técnico CNOGas.**

En el acta de la presente sesión ordinaria CNOGas No 134 se redactarán los términos de la aprobación del Consejo para los 2 temas.

6. TEMAS INFORMATIVOS

6.1. Avance contrato Aseguramiento metrológico equipos DPHC.

- ❑ En la reunión realizada por el Comité técnico el pasado 09 de mayo de 2017, se definieron los siguientes aspectos, teniendo en cuenta los lineamientos definidos por el Consejo en la sesión CNOGas No 133 de 20 de abril de 2017:
 - ✓ Contactar a los proveedores para prestación de los servicios de suministro de mezclas de gases y análisis cromatográficos de muestras de gas con el propósito de optimizar sus costos.
 - ✓ Solicitar oferta económica para el servicio de nacionalización y transporte de mezclas de gas natural.
 - ✓ Aprobar en la sesión prevista para el 06 de junio de 2017 los proveedores finales de los servicios a contratar.
 - ✓ Proceder con la gestión de contratación e inicio de la ejecución de los mismos y
 - ✓ Revisión y ajuste del protocolo operativo para el aseguramiento metrológico de los equipos de DPHC.

- ❑ En la reunión realizada por el Comité técnico el 06 de junio de 2017, se definieron los siguientes aspectos:
 - ✓ Se aprobaron las cotizaciones para (i) Análisis cromatográficos de muestras de gas presentada por el CDT de Gas (\$21.886.480, incluido IVA) y (ii) Nacionalización y transporte de cilindros con mezclas de gases presentada por IZZI Logistics (\$5.641.960, incluido IVA. Vr. Estimado impuesto DIAN:\$6MM).
 - ✓ Se solicitó aclaraciones a la firma DCG Partnership acerca del alcance técnico de su oferta para el suministro de mezclas de gases. Se comparará esta oferta con la presentada por Effec Tech y se escogerá la de menor valor.

✓ El Comité técnico aprobará la oferta para el suministro de mezclas de gases (Effec Tech o DCG Partnership).

☐ A continuación el cronograma estimado para la culminación del proceso para aseguramiento metrológico de equipos para medición de DPHC.

CRONOGRAMA PROCESO ASEGURAMIENTO METROLÓGICO EQUIPOS DPHC			
ITEM	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	PERÍODO	COMENTARIOS
1	Aprobación ofertas cromatografías muestras de gases y logística nacionalización y transporte de cilindros mezclas de gas.	06-jun-17	El comité técnico aprobó los términos de las ofertas recibidas por (i) CDT de Gas y (ii) IZZI Logistics.
2	Aprobación oferta suministro compra mezclas de gases.	09-jun-17	El comité técnico solicitará aclaraciones a la oferta presentada por DCG para comparar con oferta de Effec Tech.
3	Revisión términos protocolo-procedimiento operativo.	04-jul-17	En sesión Comité técnico.
4	Proceso contratación para (i) suministro mezclas de gases, (ii) Cromatografías muestras de gas y (iii) Logística nacionalización y transporte de cilindros mezclas de gas.	jul-17	Gestión con FiduDavivienda.
5	Suministro mezclas de gases.	ago-17	Proveedor seleccionado.
6	Pruebas/ensayos en campo.	sep-oct-17	En Guajira y Cusiana/Cupiagua. Comité técnico.
7	Análisis cromatográficos muestras de gases.	sep-oct-17	CDT de Gas.
8	Análisis resultados pruebas/ensayos y ajuste protocolo	nov-17	Comité técnico.
9	Presentación en sesión plenaria CNOGas	dic-17	Comité técnico.

☐ El Comité técnico sesionará nuevamente el martes 04 de julio de 2017, para avanzar en los temas a su cargo.

6.2. Estado desarrollo temas Plan de trabajo CNOGas_2017.

- En la sesión CNOGas No 130 de 06 de diciembre de 2016 el Consejo aprobó los temas del Plan de trabajo CNOGas_2017 a desarrollar durante esta vigencia y como parte de la instrucción del Consejo, el Comité técnico definió en reunión de 15 de febrero de 2017 la asignación de los temas, según se muestra a continuación.

ITEM	DESCRIPCIÓN COMPROMISOS	COMITÉ RESPONSABLE
1	Agenda regulatoria de la CREG.	Secretario Técnico
2	Seguimiento y análisis temas operativos Gestor del Mercado.	
3	Modificación RUT_NTC 6167 Medición.	
4	Intercambiabilidad de gases.	
5	Tránsito al Sistema internacional de unidades.	Técnico
6	Modificación de los horarios de los ciclos de nominación en suministro y transporte.	Operativo
7	Revisión modelos de los Acuerdos Operativos de Balance.	Operativo
8	Aseguramiento metrológico equipos DPHC.	Técnico
9	Reconstrucción de poder calorífico.	Técnico
10	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.	Operativo
11	Coordinación gas-electricidad, Resolución CREG-088-2015.	Operativo
12	Responsabilidades CNOGas Resoluciones CREG 037, 038 y 090-2016	Operativo
13	Código de Buen Gobierno	Asesora Jurídica

Comité Operativo.

- ❑ El Comité operativo se encuentra a la espera de la publicación por la CREG de las resoluciones definitivas que permitan avanzar en los 2 (dos) temas revisados-desarrollados por el comité en las reuniones de 22 de marzo de 2017 (presencial) y 17 de abril de 2017 (virtual): (i) Revisión modelos de los Acuerdos Operativos de Balance y (ii) Responsabilidades CNOGas Resoluciones CREG 038 y 090-2016.

Comité Técnico.

- ❑ En la reunión realizada por el Comité técnico el pasado 09 de mayo de 2017, se avanzó en los siguientes aspectos:
 - ✓ Tránsito al Sistema internacional de unidades. Ecopetrol compartirá en la sesión del comité programado para el 06 de junio de 2017, versión consolidada de la propuesta realizada el 18 de abril de 2017.
 - ✓ Aseguramiento metrológico equipos DPHC. El comité aprobó el siguiente proceder teniendo como derrotero la instrucción del Consejo en la sesión CNOGas No 133 de 20 de abril de 2017 relacionada con el proceso para contratar servicios para el aseguramiento metrológico de equipos de DPHC: (i) Contactar a los proveedores de dichos servicios con el propósito de optimizar sus costos (suministro de mezclas de gases y análisis cromatográficos de muestras de gas), (ii) Solicitar oferta económica para el servicio de nacionalización y transporte de mezclas de gas natural, (iii) Aprobar en la sesión prevista para el 06 de junio de 2017 los proveedores finales de los servicios y (iv) Proceder con la gestión de contratación e inicio de la ejecución de los mismos. De igual manera se revisó y ajustó el protocolo operativo para el aseguramiento metrológico de los equipos de DPHC.
 - ✓ Reconstrucción de poder calorífico. TGI realizará presentación con análisis realizado a este tema, cuyo contenido servirá para determinar las bases para el inicio del desarrollo de este asunto.
- ❑ En la reunión realizada por el Comité técnico el 06 de junio de 2017, se avanzó en los siguientes aspectos:
 - ✓ Tránsito al Sistema internacional de unidades. Pendiente avanzar en este tema.
 - ✓ Aseguramiento metrológico equipos DPHC. Se aprobaron cotización y se procederá con la fase de contratación de los servicios.
 - ✓ Reconstrucción de poder calorífico. Pendiente avanzar en este tema.

6.3. Conformación CNOGas período abril 2017 – abril 2018.

- ☐ De acuerdo con la atención de los recursos de reposición interpuestos a la Resolución No 122 de 15 de marzo de 2017, la UPME en Resolución No 198 de 28 de abril de 2017 determinó que la composición del CNOGas que iniciará sus atribuciones a partir del 30 de abril de 2017 es la siguiente:

REPRESENTANTES DE PRODUCTORES	REPRESENTANTES DE TRANSPORTADORES	REPRESENTANTES DE REMITENTES
ECOPETROL S.A.	TGI S.A. E.S.P.	GAS NATURAL S.A. E.S.P.
CHEVRON PETROLEUM COMPANY	PROMIGAS S.A. E.S.P.	GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.
	PROMIORIENTE S.A. E.S.P.	
EQUION ENERGIA LIMITED	TRANSPORTADORA DE METANO S.A. E.S.P.	TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P. – TEBSA.
	TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P.	
GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA	PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. E.S.P.	ISAGEN S.A. E.S.P.
CENTRO NACIONAL DE DESPACHO, CND		

☐ Delegados por las empresas al CNOGas y COMI

EMPRESAS	DELEGADOS POR LAS EMPRESAS	
	CNOGas	COMI
ECOPETROL S.A.	Boris Villa/Ana G. Hernández	Ana G. Hernández/Nelson L. Martínez
CHEVRON PETROLEUM COMPANY	Marcela Cárdenas/Omar Ceballos	Omar Ceballos/Adriana Arias/Diana C. Alfonso/Javier Pardo
EQUION ENERGIA LIMITED	Milton Cañón/Edgar Medina	Milton Cañón/Edgar Medina
GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA	Jorge Linero/Alejandro Navas	Alejandro Navas/Luis Cañón M.
TGI S.A. E.S.P.	Fernando Vargas/Moises González	Carlos F. León/Jesús Vargas
PROMIGAS S.A E.S.P.	Benigno Polo/Alejandro Villalba	Jesús Correa/Piedad Delvecchio
PROMIORIENTE S.A. E.S.P.	Isabel C. Gálvez/Andrés León	Isabel C. Gálvez/Andrés León
TRANSPORTADORA DE METANO S.A. E.S.P.	Julio Turizzo/José M. Rodriguez	César Márquez/Piedad Delvecchio

EMPRESAS	DELEGADOS POR LAS EMPRESAS	
	CNOGas	COMI
TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P.	Benigno Polo/Alejandro Villalba	Jesús Correa/Piedad Delvecchio
PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. E.S.P.	William Triana/Martha Reyes	Gustavo Montero/José Pulido
GAS NATURAL S.A. E.S.P.	Luisa López/Jaime García	Luisa López/Jaime García
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	Roberto Cure/Miguel Cepeda	Roberto Cure/Miguel Cepeda
TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P. – TEBSA	Eduardo Ramos/Gilberto Marengo	Eduardo Ramos/Gilberto Marengo
ISAGEN S.A. ESP	John F. Mejía/Cristian Vallejos	John F. Mejía/Cristian Vallejos
CND-XM	Jaime Castillo/Luz S. Botero	Jaime Castillo/William López

REPÚBLICA DE COLOMBIA



Libertad y Orden

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME

RESOLUCIÓN NÚMERO . - 1 9 8 DE

(2 8 ABR 2017)

“Por la cual se resuelven tres recursos de reposición y se modifica parcialmente la Resolución número 122 de 2017 a través de la cual se definió la conformación del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural - CNO GAS”

EL DIRECTOR GENERAL DE LA UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO
ENERGÉTICA - UPME

En ejercicio de sus facultades legales, y especialmente las conferidas por el artículo 9 del Decreto 1258 2013 y los artículos 2.2.2.3.1 y 2.2.2.3.5 del Decreto 1073 de 2015, y

CONSIDERANDO:

Que mediante el artículo 4º de la Ley 401 de 1997 se creó el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – CNO GAS -.

Que el artículo 2º del Decreto 1175 de 1999 estableció que el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural - CNO GAS - debe cumplir las funciones de asesoría de conformidad con lo establecido en el Reglamento Único de Transporte.

Que mediante Resolución 071 de 1999 la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG expidió el Reglamento Único de Transporte, en el cual se establecieron las funciones que debe cumplir el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – CNO GAS - , y las definiciones que deben ser tenidas en cuenta para efectos del mismo.

Que el Artículo 2.2.2.3.1 del Decreto 1073 de 2015, estableció la conformación y la metodología de selección anual que debe emplear la UPME para determinar los miembros del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – CNO GAS, quienes según su condición particular de Agentes, participación en la producción, transporte o demanda de gas natural en el país, califican como representantes de los grupos a los que pertenecen, previa formalización de su nombramiento y aceptación escrita de la designación.

Que el artículo 2.2.2.3.5 del Decreto 1073 de 2015, estableció que *“...La UPME con base en las cifras de producción, demanda, y capacidad del año inmediatamente*

4.4
431

Continuación de la Resolución: "Por la cual se resuelven tres recursos de reposición y se modifica parcialmente la Resolución número 122 de 2017 a través de la cual se definió la conformación del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural - CNO GAS"

anterior comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre, determinará la participación de los miembros representantes ante el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, - CNO GAS -. Dicho estudio debe ser publicado antes del 1° de marzo del año en consideración. La nueva conformación del - CNO GAS - iniciará sus atribuciones a partir del 30 de abril del año en consideración..." (Subrayado y negrilla fuera de texto)

Que la UPME en ejecución de la función antes descrita, procedió a solicitar formalmente a todos los productores, comercializadores, transportadores, distribuidores, generadores térmicos, entre otros; la información referente a su producción, demanda o capacidad de transporte de gas natural para el periodo comprendido entre el 1° enero al 31 de diciembre del 2016, otorgando como plazo para su entrega, el día veintiocho (28) febrero de 2017 teniendo en cuenta la antelación requerida para agotar el correspondiente procedimiento y la fecha señalada para el inicio de las atribuciones por parte de los nuevos miembros del CNO GAS.

Que desarrollo de citado proceso, el día veintitrés (23) de febrero de 2017, mediante radicado número 2017170009332 la empresa TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P. - TEBSA entregó formalmente a la UPME su información de los "... consumos de nuestras unidades de generación térmica durante el año 2016...".

Que el día veintitrés (23) de febrero de 2017, mediante radicado número 2017170009702 las empresas GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA y CNE OIL & GAS S.A.S. entregaron formalmente a la UPME su información de producción entre el 1° enero al 31 de diciembre del 2016, y adicionalmente, aclararon que CANACOL ENERGY LTD era su casa matriz domiciliada en el extranjero, y que era a través de dichas sociedades que se llevaban a cabo las actividades de producción y comercialización de gas natural en Colombia.

Que al día primero de (1) de marzo de 2017, no obstante haberse solicitado¹ a la empresa PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA la entrega de la información referente a su producción de gas natural entre el 1° enero al 31 de diciembre del 2016, se verificó que este productor no entregó la información; y en consecuencia, la UPME continuó con el proceso para la determinación de los miembros del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural - CNO GAS, atendiendo la información reportada por los demás productores al veintiocho (28) febrero de 2017.

Que el día quince (15) de marzo de 2017, según la información recibida sobre la producción, demanda y capacidad de transporte del periodo comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2016, la UPME emitió la Resolución número 122 de 2017 "Por la cual se define la conformación del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural - CNO GAS", resolviendo:

¹ Comunicación con radicado número 20171700003651 del 10 de febrero de 2017.

44
101

Continuación de la Resolución: "Por la cual se resuelven tres recursos de reposición y se modifica parcialmente la Resolución número 122 de 2017 a través de la cual se definió la conformación del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural - CNO GAS"

"... **ARTICULO PRIMERO:** *Determinese la participación de los miembros representantes por parte de los productores, remitentes y transportadores de gas natural, ante el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – CNO GAS - que iniciará sus atribuciones a partir del 30 de abril de 2017, así:*

REPRESENTANTES DE PRODUCTORES	REPRESENTANTES DE TRANSPORTADORES	REPRESENTANTES DE REMITENTES
ECOPETROL S.A.	RG S.A. E.S.P.	GAS NATURAL S.A. E.S.P.
CHEVRON PETROLEUM COMPANY	PROMIGAS S.A. E.S.P.	GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.
	PROMORIENTE S.A. E.S.P.	
EQUION ENERGIA LIMITED	TRANSPORTADORA DE MEJANO S.A. E.S.P.	GECETCA S.A. E.S.P.
	TRANSUCIDENTE S.A. E.S.P.	
CANACOL ENERGY LTD	PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. E.S.P.	ISAGEN S.A. E.S.P.

..."

Que el día dieciséis (16) de marzo de 2017, la UPME inició el proceso de notificación personal a las empresas que calificaron como los representantes de conformidad con la Resolución número 122 de 2017 "Por la cual se define la conformación del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural - CNO GAS"; y en consecuencia, una vez en firme la notificación, dentro de los cinco (5) días calendario siguientes, los potenciales representantes debían manifestar por escrito su aceptación o rechazo a la participación. En caso de no mediar aceptación, la UPME procedería a nombrar un reemplazo.

Que día veintiocho (28) de marzo de 2017, mediante radicado número 20171110016612 las empresas GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA y CNE OIL & GAS S.A.S., respecto del contenido de la Resolución número 122 de 2017 solicitó a la UPME:

"... *En consecuencia, y teniendo en cuenta que CANACOL ENERGY LTD. no es persona jurídica ni tiene representación en Colombia y que su actividad la desarrolla a través de sus subsidiarias CNE y GEO, las cuales como se mencionó, si son productores y comercializadores de gas natural, **solicitamos la aclaración y modificación de la resolución** de la referencia en el sentido de determinar a CNE OIL & GAS S.A.S. (CNE) y GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA (GEO) como miembros representantes de los productores ante el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – CNO que actuarán a través de un mismo representante con voz y voto...*" (Subrayado y negrilla fuera de texto)

Que el día veintinueve (29) de marzo de 2017, mediante radicado número 20171110017012 la empresa PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP, interpuso recurso de reposición contra la Resolución número 122 de 2017, y solicitó a la UPME:

Q. G.
484

Continuación de la Resolución: "Por la cual se resuelven tres recursos de reposición y se modifica parcialmente la Resolución número 122 de 2017 a través de la cual se definió la conformación del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural - CNO GAS"

"... I... El presente recurso tiene por objeto que se **modifique la Resolución**, para que se incluya a la compañía como miembro representante de los productores, ante el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – CNO GAS -...

... iii. Consideraciones jurídicas sobre el Decreto 1073 de 2015... si la compañía se encuentra dentro de los cuatro (4) productores con mayor producción de Gas Natural en el año 2016, debe hacer parte del CNO por disposición legal.

iv. Petición... se solicita a la UPME **modificar la Resolución** y aceptar participación de la Compañía como representante de los productores en el CNO.

vi. Pruebas...solicitamos se tenga como prueba,... el documento titulado "Acuerdo Operativo de Balance" elaborado por Promigas S.A. E.S.P., donde se evidencian las cantidades de gas entregadas al Sistema Nacional de Transporte, de manera diaria, durante el 2016..." (Subrayado y negrilla fuera de texto)

Que el día veintiuno (21) de abril de 2017, mediante radicado número 20171110021402, la empresa TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P. – TEBSA dio alcance a su comunicación del día veintitrés (23) de febrero de 2017, recibida en la UPME mediante radicado número 2017170009332 y respecto de la Resolución número 122 de 2017 solicitó:

"...Considerando la demanda de gas natural del año 2016, así como, el interés de participar como miembro activo del CNO Gas que tiene TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P. como principal consumidor del gas natural en la actualidad en Colombia, **solicitamos la revisión de la resolución** del asunto de manera que se incluya a TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P. como miembro representante de los remitentes del..." (Subrayado y negrilla fuera de texto)

Que a efectos de resolver las anteriores solicitudes, es necesario precisar que de conformidad con el procedimiento establecido en los artículos 2.2.2.3.1 y 2.2.2.3.5 del Decreto 1073 de 2015, el proceso de determinación de los miembros del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – CNO GAS, inició desde que la UPME realizó el requerimiento de la información para establecer la producción, demanda y capacidad de transporte para el periodo comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2016; y concluirá, de conformidad con la Resolución número 122 de 2017, con el recibo de las aceptaciones o rechazos de la participación en el CNO GAS, el nombramiento de los reemplazos en caso de rechazo, la resolución de los recursos y/o de las solicitudes interpuestas por aquellos que hicieron parte desde el inicio de la actuación administrativa.

Que una vez analizado el contenido y alcance de las comunicaciones recibidas de GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA, CNE OIL & GAS S.A.S, PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP y TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P., en aplicación de los principios del debido proceso, igualdad, imparcialidad y publicidad que deben atender todas las actuaciones administrativas, y en virtud de lo consagrado en los artículos 37, 74, 76 y 77 del C.P.A.C.A., la UPME

621
F. J. Q.

Continuación de la Resolución: "Por la cual se resuelven tres recursos de reposición y se modifica parcialmente la Resolución número 122 de 2017 a través de la cual se definió la conformación del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural - CNO GAS"

encontró procedente tramitar como recurso de reposición las peticiones de aclaración y modificación de la Resolución número 122 de 2017, presentadas por las citadas empresas, en su condición de destinatarios de la actuación administrativa o como afectados del contenido de la misma.

Que para adoptar la decisión final de los recursos, la UPME nuevamente revisó en su integridad la información recibida para establecer la producción, demanda y capacidad transporte para el periodo comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2016, incluyendo la reportada al veintiocho (28) febrero de 2017 y la recibida posteriormente de los recurrentes, manteniendo como criterio para calificar la participación como miembro Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – CNO GAS, el haber cumplido el plazo fijado por la UPME para la entrega de información; termino perentorio, que lejos de ser un acto caprichoso de la administración, por el contrario, tiene por objeto el cumplimiento de los artículos 2.2.2.3.1 y 2.2.2.3.5 del Decreto 1073 de 2015, permitiendo determinar la conformación del CNO GAS en la oportunidad establecida en esta disposición normativa, sin afectar la operatividad y presupuesto del consejo.

Que parte del análisis y revisión adelantado por la UPME, quedó plasmado en el Anexo No. 1. "LISTADO DE ELEGIBLES AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL – CNO GAS 2017", documento que forma parte integral de presente acto administrativo, en el cual se evidencia que conforme a los reportes recibidos de producción, demanda y capacidad de transporte de gas natural, la Resolución número 122 de 2017 debe ser modificada parcialmente.

Que conforme lo anterior, es necesario modificar el nombramiento de CANACOL ENERGY LTD, ya que efectivamente tal y como lo informó el recurrente, la producción reportada a la UPME el día veintitrés (23) de febrero de 2017, mediante radicado número 2017170009702, corresponde individualmente a las empresas GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA y CNE OIL & GAS S.A.S, y en tales circunstancias, le corresponde a la UPME incluirlas en el grupo de productores. En consecuencia la UPME accederá parcialmente a las pretensiones de dichas empresas, ya que solo GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA califica como miembro del CNO GAS.

Que así mismo, es necesario modificar el nombramiento de GECELCA S.A. E.S.P., dado que la información reportada el veintitrés (23) de febrero de 2017 y las aclaraciones realizadas el veintiuno (21) de abril de 2017, mediante radicado número 20171110021402, permiten determinar que la empresa TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P. – TEBSA, en el grupo de los remitentes, como representante del sector termoeléctrico tuvo el mayor consumo de gas natural durante el año 2016. En consecuencia la UPME accederá a su pretensión y participará como miembro del CNO GAS.

Q. Q.
001

Continuación de la Resolución: "Por la cual se resuelven tres recursos de reposición y se modifica parcialmente la Resolución número 122 de 2017 a través de la cual se definió la conformación del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural - CNO GAS"

Que por el contrario, al estudiar el caso de PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP y validar la procedencia de sus peticiones, se estableció que además de estar por fuera del plazo fijado por la UPME para la entrega de la información, bajo el supuesto de incluir la producción informada y aportada como prueba el veintinueve (29) de marzo de 2017, mediante radicado número 20171110017012, PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP estaría en el quinto (5°) lugar de la producción total informada a esta entidad, y en consecuencia, no calificaría como representante en el grupo de los productores. En consecuencia la UPME no accederá a su pretensión de representación en el CNO GAS.

Que a la fecha de la presente resolución, en cumplimiento del párrafo 8° del artículo 2.2.2.3.1 del Decreto 1073 de 2015 las empresas: ECOPETROL S.A., CHEVRON PETROLEUM COMPANY, EQUION ENERGÍA LIMITED, TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P., PROMIGAS S.A. E.S.P., PROMIORIENTE S.A. E.S.P., TRANSMETANO S.A. E.S.P., TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P., PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. E.S.P., GAS NATURAL S.A. E.S.P., ISAGEN S.A. E.S.P. y GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P., habían manifestado por escrito a la UPME las aceptaciones como miembros del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural - CNO GAS - , con atribuciones a partir del 30 de abril de 2017.

Que con la expedición del presente resolución la UPME entiende resueltos todos los recursos interpuestos contra la Resolución número 122 de 2017 por las empresas GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA, CNE OIL & GAS S.A.S, PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP y TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.

Que en mérito a lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1. Modificar parcialmente la Resolución número 122 de 2017 "Por la cual se definió la conformación del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural - CNO GAS-", por lo tanto, la participación de los miembros representantes por parte de los productores, remitentes y transportadores de gas natural, ante el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – CNO GAS - que iniciará sus atribuciones a partir del 30 de abril de 2017, quedará así:

REPRESENTANTES DE PRODUCTORES	REPRESENTANTES DE TRANSPORTADORES	REPRESENTANTES DE REMITENTES
ECOPETROL	TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P.	TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.
CHEVRON	PROMIGAS S.A. E.S.P.	ISAGEN S.A. E.S.P.
EQUION	PROMIORIENTE S.A. E.S.P. TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P.	
GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA	TRANSPORTADORA DE METANO S.A. E.S.P.	GAS NATURAL S.A. E.S.P.
	PROGASUR S.A. E.S.P.	GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.

Continuación de la Resolución: "Por la cual se resuelven tres recursos de reposición y se modifica parcialmente la Resolución número 122 de 2017 a través de la cual se definió la conformación del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural - CNO GAS"

Parágrafo. Las empresas GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA y TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P. designadas como integrantes del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – CNO GAS - mediante el presente acto administrativo, deberán continuar con el procedimiento establecido en los parágrafos 8° y 9 del artículo 2.2.2.3.1 del Decreto 1073 de 2015.

Artículo 2. Negar el recurso de reposición presentado por la empresa PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP contra la Resolución número 122 de 2017 "Por la cual se define la conformación del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural - CNO GAS", conforme a los considerandos expuestos en la parte motiva de la presente resolución.

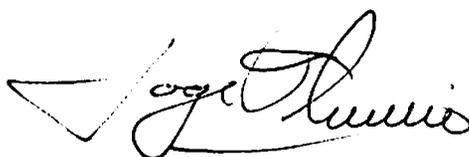
Artículo 3. Notifíquese personalmente la presente resolución al representante legal de GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA, TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P. y PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP en los términos previstos en el artículo 67 del C.P.A.C.A.

Artículo 4. La presente Resolución rige a partir de la fecha de expedición y quedará en firme una vez se surta la notificación conforme lo establece el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

Artículo 5. Contra la presente resolución no procede recurso alguno.

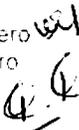
NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE,

Dada en Bogotá, D.C. a los 2 8 ABR 2017



JORGE ALBERTO VALENCIA MARIN
Director General

Preparó Margareth Muñoz Romero
Revisó Ricardo Ramirez Carrero



Continuación de la Resolución: "Por la cual se resuelven tres recursos de reposición y se modifica parcialmente la Resolución número 122 de 2017 a través de la cual se definió la conformación del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural - CNO GAS"

Anexo No. 1. "LISTADO DE ELEGIBLES AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL – CNO GAS 2017"

LISTADO DE ELEGIBLES SEGÚN INFORMACIÓN REPORTADA AL 28 DE FEBRERO DE 2017

PRODUCTORES:

PRODUCTORES CON REPORTE	Capacidad (MPCD)
ECOPETROL	504.32
CHEVRON	143.45
EQUION	51.36
GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA	49.66
GHE OIL & GAS S.A.S	16.39
TEPIA - EMERALD ENERGY	13.05
HOCOLSA	10.87
PETROSANTANDER (INFO ECOPETROL)	8.25
INTEROIL (INFO ECOPETROL)	4.44

Según parágrafo 1° del artículo 2.2.2.3.1 del Decreto 1073 de 2015:

CALIFICAN SEGUN REPORTE	Capacidad (MPCD)
ECOPETROL	504.32
CHEVRON	143.45
EQUION	51.36
GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA	49.66

PRODUCTORES CON REPORTE DE INFORMACIÓN EXTEMPORÁNEA	Capacidad (MPCD)
PACIFIC EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA CORP *	18.01

* Presentó información a la UPME el 29/03/2017. Adicionalmente no calificaba conforme los reportes que oportunamente se recibieron de los demás productores.

TRANSPORTADORES:

TRANSPORTADORES CON REPORTE	Capacidad (MPCD)
TGI	562.00
PROMIGAS S.A.C.S.P.	340.00
PROMORIENTE S.A.F.S.P.	88.10
TRANSOCCIDENTE S.A.E.S.P.	73.60
TRANSPORTADORA DE METANO S.A.E.S.P.	64.25
PROGASUR	51.94

Según parágrafo 6° del artículo 2.2.2.3.1 del Decreto 1073 de 2015: Todos son mayores a 50 Mpcd y en consecuencia califican los seis (6) como representantes.

REMITENTES:

EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN/COMERCIALIZACIÓN	DISTRIBUIDOR O TÉRMICO	TÉRMICA	MPCD
GAS NATURAL S.A.E.S.P.	DISTRIBUIDOR	NO	226.51
GASES DEL CARIBE S.A.E.S.P.	DISTRIBUIDOR	NO	112.47
GASES DE OCCIDENTE S.A.E.S.P.	DISTRIBUIDOR	NO	108.20
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDIOCA S.P.	DISTRIBUIDOR	NO	78.97
SURTIGAS	DISTRIBUIDOR	NO	71.12
GASES DEL ORIENTE	DISTRIBUIDOR	NO	42.00
ALCAHOS DE COLOMBIA	DISTRIBUIDOR	NO	21.50
EFIGAS GAS NATURAL S.A.E.S.P.	DISTRIBUIDOR	NO	20.20
GAS NATURAL CUNDIBOYALENSE S.A.E.S.	DISTRIBUIDOR	NO	12.42
GASES DEL LLANO S.A.E.S.P. - LLANOGAS	DISTRIBUIDOR	NO	3.97
METROGAS DE COLOMBIA S.A.E.S.P.	DISTRIBUIDOR	NO	2.79
EMPRESA DE ENERGÍA DE CASAJARE S.A.	DISTRIBUIDOR	NO	1.53
MADIGAS	DISTRIBUIDOR	NO	0.79
SURGAS S.A.E.S.P.	DISTRIBUIDOR	NO	0.05
GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A.E.S.	DISTRIBUIDOR	NO	0.17
GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A.E.S.P.	DISTRIBUIDOR	NO	-
GAS NATURAL DEL CESAR S.A.E.S.P.	DISTRIBUIDOR	NO	-
GASES DE LA GUAJIRA S.A.E.S.P.	DISTRIBUIDOR	NO	-
PROMOTORA DE SERVICIOS PÚBLICOS S	DISTRIBUIDOR	NO	-
SERVICIOS PÚBLICOS Y GAS S.A.E.S.P.	DISTRIBUIDOR	NO	-
E2 ENERGÍA EFICIENTE S.A.E.S.P.	DISTRIBUIDOR	NO	-
ESPIGAS S.A.E.S.P.	DISTRIBUIDOR	NO	-
ISAGEN S.A.E.S.P.	COMERCIALIZACIÓN	NO	-
TYGAS S.A.E.S.P.	DISTRIBUIDOR	NO	-
SERVINGAS	DISTRIBUIDOR	NO	-
PUBLICSERVICIOS S.A.	DISTRIBUIDOR	NO	-

Según parágrafo 3° del artículo 2.2.2.3.1 del Decreto 1073 de 2015:

CALIFICAN SEGUN REPORTE	MPCD	UBICACIÓN
GAS NATURAL S.A.E.S.P.	226.51	INTERIOR
GASES DEL CARIBE S.A.E.S.P.	112.47	COSTA

EMPRESAS DE GENERACIÓN	DISTRIBUIDOR O TÉRMICO	TÉRMICA	MPCD	ÁREA DE INFLUENCIA
TERMOBARRAJUILLA S.A.E.S.P. - TEBSA	TÉRMICO	TEBSAB	71.54	COSTA
	TÉRMICO	HARRAJUILLA 3		
	TÉRMICO	HARRAJUILLA 4		
	TÉRMICO	TERMOGUAJIRA 1 y 2		
GEFICA S.A.F.S.P.	TÉRMICO	TERMOBARRAJUILLA 3 y 4	47.4	COSTA
CELISA S.A.E.S.P.	TÉRMICO	TERMOLORES	31.1	COSTA
ISAGEN S.A.F.S.P.	TÉRMICO	TERMOCENTRO	21.0	INTERIOR
EPM	TÉRMICO	TERMOSEBERRA	14.8	INTERIOR
CELISA S.A.F.S.P.	TÉRMICO	MERILÉCTRICA	12.4	COSTA
TERMOVALLE S.A.E.S.P.	TÉRMICO	TERMOVALLE	11.4	INTERIOR
EMGESA S.A.F.S.P.	TÉRMICO	CARTAGENA	-	COSTA
PROMOTORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE CARTAGENA	TÉRMICO	PROELECTRICA	-	COSTA

Según parágrafo 3° del artículo 2.2.2.3.1 del Decreto 1073 de 2015:

CALIFICAN SEGUN REPORTE	MPCD	UBICACIÓN
TERMOBARRAJUILLA S.A.E.S.P. - TEBSA	110.1	COSTA
ISAGEN S.A.E.S.P.	21.0	INTERIOR

Preparo: Carlos Felipe Rojas Paez y Margareth Muñoz Romero
 Revisó/Aprobó: Beatriz Herrera y Ricardo Ramirez Carrero
 Fecha: 27 de abril de 2017

7. PROPOSICIONES Y VARIOS