
REUNIÓN ORDINARIA CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL, CNOGas No 138

Bogotá, 06 de febrero de 2018

ACTA REUNIÓN DEL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL No. 138**LUGAR:** Piso 4, Edificio Torre Central Davivienda, Bogotá D.C.**FECHA:** Febrero 06 de 2018**ASISTENTES:**

Delegados presentes:

- | | |
|----------------------------|------------------------|
| 1. Omar Ceballos | CHEVRON |
| 2. Ana G. Hernández | ECOPETROL |
| 3. Jair Correa | PROMIGAS |
| 4. Fernando Vargas | TGI |
| 5. Andrés Leon | PROMIORIENTE |
| 6. Jesús Correa | TRANSOCCIDENTE (Poder) |
| 7. José M. Rodríguez | TRANSMETANO |
| 8. Martha Reyes | PROGASUR |
| 9. Adriana Paucar | GAS NATURAL |
| 10. Virgilio Diaz Granados | TEBSA |
| 11. Jaime Castillo | XM |
| 12. Claudia Garzón | MINMINAS |

Por el CNOGas:

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

Ausentes:

- | | |
|------------------|---------------|
| 1. Roberto Cure | GASCARIBE |
| 2. Milton Cañon | EQUIÓN |
| 3. Jorge Linero | GEOPRODUCTION |
| 4. John F. Mejía | ISAGEN |

Otros miembros delegados al CNOGas:

- | | |
|--------------------|-----|
| 1. Moisés González | TGI |
|--------------------|-----|

Invitados:

- | | |
|-------------------------|----------------|
| 1. Gustavo Montero | MINMINAS |
| 2. Eduardo García | GAS NATURAL |
| 3. Gray Sarmiento | PROMIGAS |
| 4. Ketty Rodriguez | PROMIGAS |
| 5. Alexander Guatibonza | TRANSOCCIDENRE |
| 7. John Velosa | TGI |



ORDEN DEL DIA:

1. Verificación del quorum y aprobación Orden del día y acta reunión Ordinaria CNOGas No. 137 (10 min).
2. Presentación XM_Flexibilidad mercado eléctrico (30 min).
3. Presentación XM_Informe panorama energético (30 min).
4. Informe del Secretario técnico (30 min).
5. Temas para aprobación (60 min).
 - o Comité técnico Desviaciones consumo de gas.
 - o Protocolo operativo Aseguramiento Metrológico equipos DPHC.
 - o Concepto a MM&E_Medición en surtidores GNCV (Ponencia comité técnico).
6. Temas informativos (60 min).
 - o Comentarios proyecto Resolución CREG127-2017_Intercambiabilidad de gases.
 - o Avance proceso selección firmas auditoras Resolución CREG 107 de 2017_Procesos UPME.
 - o Avance revisión requisitos técnicos_Artículos 9 y 10 Resolución CREG 155-2017_Procesos UPME-Open Season.
 - o Avance revisión proceso listado de firmas auditoras calidad del gas_Resolución CREG 152 de 2017.
 - o Suscripción otrosí contrato fiduciario Davivienda_Pagos en moneda extranjera e incremento comisión fiduciaria.
 - o Plan de trabajo CNOGas 2018.
7. Proposiciones y varios (10 min).

1. VERIFICACIÓN DEL QUORUM Y APROBACIÓN ORDEN DEL DÍA Y ACTA REUNIÓN ORDINARIA CNOGAS NO. 137.

Con la presencia de 11 miembros delegados al Consejo, hubo quórum para deliberar y decidir. Preside la presente reunión el Dr. Fernando Vargas, funcionario de TGI, ante la imposibilidad de asistencia del Director de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, MM&E. El Consejo aprueba el orden del día de la presente sesión con los siguientes cambios: 1. Incluir en el Orden del Día los siguientes temas: (i) Condiciones de diseño del gasoducto Buenaventura-Yumbo y (ii) Confiabilidad del gasoducto Buenaventura-Yumbo, 2. Incluir en Temas para Aprobación el correspondiente a (i) Avance proceso selección firmas auditoras Resolución CREG 107 de 2017_Procesos UPME, previsto presentar inicialmente como Tema Informativo y 3. Incluir en Temas Informativos los correspondientes a (i) Protocolo operativo Aseguramiento Metrológico equipos DPHC y (ii) Concepto a MM&E_Medición en surtidores GNCV (Ponencia comité técnico), previsto presentar inicialmente como Temas para Aprobación. Por último, aprueba el acta de la reunión ordinaria CNOGas No 137 realizada el 12 de diciembre de 2017 en la ciudad de Bogotá D.C, la cual incorpora comentarios de varios miembros del Consejo.

2. PRESENTACIÓN XM_FLEXIBILIDAD MERCADO ELÉCTRICO.

XM presenta los lineamientos generales de la "Propuesta de Requerimientos Técnicos para la Integración de Fuentes de Generación No Síncronas al SIN" compartida con el regulador e informa que como parte de estos requerimientos es necesario actualizar algunos aspectos del Código de Red (Resolución CREG 025 de 1995). Algunos miembros del Consejo pertenecientes al sector eléctrico manifiestan que sería procedente incluir en esta propuesta el análisis del impacto al sector gas, el cual se observa no forma parte del documento presentado, considerando que ante los nuevos retos con este tipo de energías se requiere una respuesta rápida de las plantas térmicas que utilizan el gas como combustible ante requerimientos del CND. XM propone se trabaje este asunto en el proceso de actualización del protocolo operativo gas-electricidad desarrollado por ambos sectores en el 2015.

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

3. PRESENTACIÓN XM_INFORME PANORAMA ENERGÉTICO.

XM realizó presentación sobre el comportamiento de las variables energéticas y el panorama energético considerando varios escenarios de evolución del embalse agregado y la correspondiente generación requerida. El análisis energético realizado por XM concluye, entre otros, que *"1. Con el nivel del embalse agregado actual y las expectativas de aportes esperadas y demás supuestos considerados, el sistema cuenta con los recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente, 2. Para el caso contingencia la generación térmica alcanza valores semanales hasta 60GWh/día finalizando la temporada seca 2017-2018 y durante la temporada seca 2018-2019, 3. Ante el escenario de entrada de proyectos de generación conceptuados por UPME, en el horizonte de análisis se observa una contribución de nuevos recursos renovables solares y eólicos que en forma semanal, puede alcanzar valores superiores a 5GWh/día y 4. Teniendo en cuenta la dinámica del sistema, se debe continuar con el seguimiento integral de las variables para dar señales y recomendaciones oportunas que permitan continuar con la atención confiable y segura de la demanda. Asimismo, se debe hacer un seguimiento continuo al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN.*

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

4. INFORME DEL SECRETARIO TECNICO

El Secretario Técnico presenta su informe destacando los siguientes aspectos: (i) Seguimiento a la ejecución presupuestal mensual y acumulada ejecutada a diciembre de 2017, (ii) Ejecución presupuestal mensual correspondiente al mes de enero de 2018, (iii) Estado temas pendientes remitidos por el CNOGas a la CREG, con los temas que han tenido avance y/o requerimientos de la Comisión y (iv) Otros temas de interés dentro de los cuales se mencionan aspectos generales relacionados con los temas sobre informe de gestión semestre julio-diciembre de 2017 de FiduDavivienda, concepto de la doctora Nora Palomo, asesora CNOGas, sobre aplicación del protocolo definido en el proyecto de Resolución CREG 043-2017, carta CNOGas en respuesta a solicitud de la CREG sobre aspectos de medición descritos en el proyecto de Resolución CREG 123-2017, comentarios generales a reunión con el Ministerio de Minas y Energía (MM&E) para revisar asuntos relacionados con el proyecto de Resolución CREG 043-2017 y participación en reunión con el Secretario técnico del CNOEléctrico para revisar la actualización al

protocolo operativo desarrollado por ambos CNO's en 2015, en cumplimiento del mandato proferido por la CREG en el párrafo 8 del artículo 3 de la Resolución CREG 088-2015.

5. TEMAS PARA APROBACIÓN

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

○ **Comité técnico Desviaciones consumo de gas.** El Secretario técnico presenta para aprobación del Consejo la conformación del Comité técnico para desarrollar mecanismos que permitan a los transportadores controlar de manera efectiva las desviaciones de remitentes en el consumo de gas en sus SNT's. El Consejo aprueba la conformación del Comité técnico para el cual se postulan las siguientes empresas: Ecopetrol, XM, TEBSA, TGI, Promigas, Transoccidente, Transmetano, Gas Natural y Chevron. Se instruye al Secretario técnico para que convoque reunión para el jueves 15 de febrero de 2018 a partir de las 09:00 a.m.

○ **Avance proceso selección firmas auditoras Resolución CREG 107 de 2017_Procesos UPME.** El Secretario técnico presenta para aprobación del Consejo los criterios que deben cumplir las firmas interesadas en participar en el proceso a cargo del CNOGas para selección y publicación de un listado de firmas auditoras a los procesos abiertos que realizará la UPME, previamente revisados por Promigas en reunión del Comité técnico realizado el 25 de enero de 2018. Ante este requerimiento, TGI manifestó que se reserva el derecho de pronunciarse sobre este tema atendiendo políticas empresariales. Por su parte, los restantes delegados al Consejo participantes en la presente reunión no se pronunciaron sobre los criterios sometidos a aprobación.

Como consecuencia de no aprobarse por el Consejo los criterios mencionados en el párrafo anterior, algunos miembros del Consejo proponen revisar con la doctora Nora Palomo comunicación mediante la cual el CNOGas informe a la CREG sobre el probable conflicto de interés en que se encontrarían incursos las empresas del CNOGas, que impide cumplir con la tarea encomendada. Otros miembros del Consejo plantean revisar con la CREG en la reunión conjunta CNOGas-CREG programada para el jueves 15 de febrero de 2018 este asunto, consultando acerca de la opinión del regulador. Por su parte XM solicita revisar con el CNOEléctrico la postura adoptada por este Consejo ante similares tareas encomendadas por la CREG. De acuerdo con lo anterior, no es posible dar inicio por el Secretario técnico al proceso para selección y publicación de un listado de firmas auditoras, según lo previsto en la Resolución CREG107-2017.

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:

○ **Comentarios proyecto Resolución CREG127-2017_Intercambiabilidad de gases.** El Secretario técnico informa al Consejo acerca de la revisión realizada por los miembros del Comité técnico

participantes en la reunión realizada el 30 de enero de 2018 cuya conclusión principal consideró no realizar comentarios al proyecto de Resolución CREG127-2017 en consulta teniendo en cuenta que la CREG adoptó en su totalidad las recomendaciones realizadas por el CNOGas relacionadas con las especificaciones de calidad del gas natural del cuadro 7, del numeral 6.3 Calidad del gas del RUT. Acerca de los mecanismos previstos en el numeral 6.3.1. Punto de Rocío de Hidrocarburos del proyecto de Resolución CREG127-2017 asociados con la medición del Punto de Rocío de Hidrocarburos, el Comité técnico manifestó la conveniencia de dar espera al desarrollo del protocolo para la "Evaluación de desempeño a analizadores en línea para medición de punto de rocío de hidrocarburo" para proceder con recomendaciones a la CREG.

○ **Avance revisión requisitos técnicos_Artículos 9 y 10 Resolución CREG 155-2017_Procesos UPME-Open Season.** El Secretario técnico informa al Consejo acerca de la necesidad de convocar reunión para avanzar en el desarrollo de los Requisitos técnicos que deben cumplir las firmas auditoras a los procesos que realice la UPME bajo la figura de *Open Season*, considerando que el plazo para remitir dichos requisitos a la CREG vence el 05 de marzo de 2018. El Consejo considera que el riesgo del probable conflicto de interés evidenciado en la aplicación de lo previsto en la Resolución CREG107-2017 se mantiene para atender el requerimiento de la CREG en la Resolución CREG 155-2017, por lo que no se trabajará en el desarrollo de los requisitos técnicos. Confirman incluir en la carta a remitir a la CREG aspectos sobre este tema.

○ **Avance revisión proceso listado de firmas auditoras calidad del gas_Resolución CREG 152 de 2017.** El Secretario técnico informa al Consejo acerca del alcance del requerimiento realizado por la CREG para la selección y publicación del listado de firmas auditoras para la calidad del gas, según lo previsto en la Resolución CREG152-2017 y la posibilidad de desarrollar este tema más adelante considerando que la Comisión no fijó plazo.

○ **Suscripción otrosí contrato fiduciario Davivienda_Pagos en moneda extranjera e incremento comisión fiduciaria.** El Secretario técnico informa al Consejo que FiduDavivienda en respuesta a solicitud del CNOGas confirmó que el incremento de la comisión fiduciaria mensual a partir del 1° de abril de 2018 será el equivalente a 2,5 SMLMV, que incluye (i) Eliminación del pago de comisión por la elaboración y suscripción de nuevos contratos y (ii) Hasta un (1) pago en moneda extranjera al mes. También indicó que por cuanto el presupuesto del CNOGas para la vigencia 2018 tuvo en cuenta este incremento ratificado por FiduDavivienda, no se requería revisión ni ajuste al mismo.

○ **Plan de trabajo CNOGas 2018.** El Secretario técnico presenta al Consejo algunos temas del Plan de trabajo CNOGas 2018 que por su importancia requieren iniciar su desarrollo. En este sentido propone convocar reuniones para los temas que considere relevantes. El Consejo da vía libre a esta propuesta.

○ **Protocolo operativo Aseguramiento Metrológico equipos DPHC.** El Secretario técnico con el apoyo de miembros del Comité técnico para este tema presenta el avance logrado una vez se dispuso del resultado de (i) las pruebas a los equipos para medición de DPHC realizadas en campo (Ballena, Cusiana-Cupiagua) y (ii) el análisis cromatográfico a muestras de gas en dichos campos. El Comité técnico

continuará trabajando en la estructuración definitiva del protocolo operativo para el aseguramiento metrológico de los equipos para medición de DPHC.

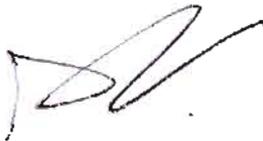
o **Concepto a MM&E_Medición en surtidores GNCV (Ponencia comité técnico).** El Secretario técnico informa al Consejo que en reunión del Comité técnico realizada el 30 de enero de 2018 se definieron algunos lineamientos generales para estructurar el concepto solicitado por el Ministerio de Minas y Energía. Se programó reunión para el 20 de febrero de 2018 para desarrollar el documento.

7. PROPOSICIONES Y VARIOS

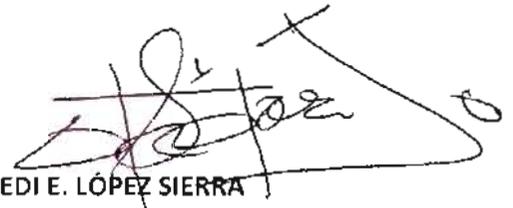
o **Condiciones de diseño del gasoducto Buenaventura-Yumbo.** Promigas comenta acerca de las falencias identificadas en la información técnica de los estudios publicados por la UPME sobre el gasoducto Buenaventura-Yumbo, las cuales pudieren inducir a los eventuales inversionistas a presentar ofertas disímiles y no comparables en las características técnicas del ducto, particularmente en lo relacionado con su diseño. De acuerdo con lo anterior solicitan al Consejo revisar la posibilidad de remitir comunicación a la UPME mediante la cual se realicen observaciones netamente técnicas referidas al diseño de este ducto. El Consejo aprueba esta solicitud y nombra una comisión para la revisión propuesta, cuyos integrantes son Promigas, TGI y Progasur con fecha programada para reunión el 16 de febrero de 2018. El resultado de la revisión y su correspondiente carta será sometida a la aprobación del Consejo a través de canales que permitan atención de manera ágil.

o **Confiabilidad del gasoducto Buenaventura-Yumbo.** Transoccidente plantea su preocupación en torno a la confiabilidad que pudiere otorgar el gasoducto Buenaventura-Yumbo una vez construido, considerando que la información publicada por la UPME, hasta la fecha, considera un trazado que indicaría que la conexión de este ducto se haría al gasoducto existente de TGI Mariquita-Cali (Yumbo). En este sentido observan que ante un evento en el gasoducto de TGI, aguas abajo del punto de conexión del gasoducto Buenaventura-Yumbo, se afectaría la confiabilidad en la atención de la demanda de Cali y su zona de influencia. En este sentido plantean que en la carta a remitir a la UPME con aspectos técnicos sobre el diseño del ducto Buenaventura-Yumbo se incluyan asuntos de confiabilidad. El Consejo no aprueba esta solicitud y plantea que durante la fase de publicación para comentarios de los términos de referencia el agente que así lo estime pertinente podrá realizar las observaciones que considere convenientes.

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



Fernando Vargas Ospina
Presidente del CNOGas



FREDI E. LÓPEZ SIERRA
Secretario Técnico

ORDEN DEL DIA REUNIÓN ORDINARIA CNOGAS – 138
Martes 06 de febrero de 2017.

1. Verificación del quorum y aprobación Orden del día y acta reunión Ordinaria CNOGas No. 137 (10 min).
2. Presentación XM_Flexibilidad mercado eléctrico (30 min).
3. Presentación XM_Informe panorama energético (30 min).
4. Informe del Secretario técnico (30 min).
5. Temas para aprobación (60 min).
 - Comité técnico Desviaciones consumo de gas.
 - Protocolo operativo Aseguramiento Metrológico equipos DPHC.
 - Concepto a MM&E_Medición en surtidores GNCV (Ponencia comité técnico).
6. Temas informativos (60 min).
 - Comentarios proyecto Resolución CREG127-2017_Intercambiabilidad de gases.
 - Avance proceso selección firmas auditoras Resolución CREG 107 de 2017_Procesos UPME.
 - Avance revisión requisitos técnicos_Artículos 9 y 10 Resolución CREG 155-2017_Procesos UPME-Open Season.
 - Avance revisión proceso listado de firmas auditoras calidad del gas_Resolución CREG 152 de 2017.
 - Suscripción otrosí contrato fiduciario Davivienda_Pagos en moneda extranjera e incremento comisión fiduciaria.
 - Plan de trabajo CNOGas 2018.
7. Propositiones y varios (10 min).

1. APROBACIÓN ACTA REUNIÓN ORDINARIA CNOGAS No. 137

**ACTA REUNIÓN DEL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL No. 137
(PARA COMENTARIOS)****LUGAR:** Hotel Marriot, Avenida El Dorado, Bogotá D.C.**FECHA:** Diciembre 12 de 2017**ASISTENTES:**

Delegados presentes:

- | | |
|---------------------------|----------------------|
| 1. Omar Ceballos | CHEVRON |
| 2. Ana G. Hernández | ECOPETROL |
| 3. Milton Cañón | EQUIÓN |
| 4. Jorge Linero | GEOPRODUCTION |
| 5. Jair Correa | PROMIGAS |
| 6. Fernando Vargas | TGI |
| 7. Piedad Delvecchio | PROMIORIENTE (Poder) |
| 8. José M. Rodríguez | TRANSMETANO |
| 9. Martha Reyes | PROGASUR |
| 10. Jaime García | GAS NATURAL FENOSA |
| 11. John F. Mejía | ISAGEN |
| 12. Virgilio Diazgranados | TEBSA |
| 13. Luz S. Botero | XM |
| 14. Carlos D. Beltrán | MINMINAS |

Por el CNOGas:

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

Ausentes:

- | | |
|-----------------------|----------------|
| 1. Roberto Cure | GASCARIBE |
| 2. Alejandro Villalba | TRANSOCCIDENTE |

Otros miembros delegados al CNOGas:

- | | |
|--------------------|----------|
| 1. William Triana | PROGASUR |
| 2. Moisés González | TGI |

Invitados:

- | | |
|---------------------|--------------------|
| 1. Claudia Garzón | MINMINAS |
| 2. Luis Serrato | TGI |
| 3. Eduardo García | GAS NATURAL FENOSA |
| 4. José F. Plata | SSPD |
| 5. Juan C. Martínez | SSPD |
| 6. Juan C. Gómez | EPM |

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL Reunión presencial CNOGas-137	12 de Diciembre de 2017
---	---	-------------------------

7. Johnny Bautista	GAS NATURAL FENOSA
8. Ricardo Ramírez	UPME
9. Sandra Leyva	UPME
10. Andrés Popayán	UPME
<u>11. Jackeline Puente</u>	<u>PROMIGAS</u>

ORDEN DEL DIA:

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

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

Con la presencia de 13 miembros delegados al Consejo, hubo quórum para deliberar y decidir. Preside la presente reunión el Dr. 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 con la inclusión de los siguientes temas: (i) Firmas auditoras calidad del gas_Resolución CREG 152 de 2017, (ii) Proyecto de Resolución CREG 043-2017 y (iii) Problemas operativos en campos de producción y comportamiento de agentes. Además, aprueba el traslado del tema Acuerdo No 001 de 2017_Criterios proceso selección firmas auditoras Resolución CREG 107 de 2017_Comité técnico, inicialmente en temas informativos del orden del día a temas para aprobación y la participación de la UPME con presentación de los proyectos que publicará para procesos públicos. Por último, aprueba el acta de la reunión ordinaria CNOGas No 136 realizada el 12 de octubre de 2017 en la ciudad de Bogotá D.C.

2. PRESENTACIÓN GESTOR DEL MERCADO.

El 11 de diciembre del año en curso el Gestor del mercado se excusó de participar en la presente sesión del CNOGas por situaciones relacionadas con su labor que impedían su asistencia. Solicitó al Secretario técnico presentar, en su nombre, las correspondientes excusas a los miembros del Consejo.

3. PRESENTACIÓN XM.

XM realizó presentación sobre el comportamiento de las variables energéticas y el panorama energético considerando varios escenarios de evolución del embalse agregado y la correspondiente generación requerida. El análisis energético realizado por XM concluye, entre otros, que *“1. Con el nivel del embalse agregado actual y las expectativas de aportes esperadas y demás supuestos considerados, el sistema cuenta con los recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente, 2. Para el caso más deficitario en aportes hídricos, la generación térmica muestra valores promedio semanales de hasta 60 GWh/día, 3. Ante el escenario de entrada de proyectos de generación conceptuados por UPME, en el horizonte de análisis se observa una contribución de los nuevos recursos al final del horizonte de más de 5 GWh/día promedio, de los cuales se alcanzan valores de hasta para el primer año de aproximadamente 0.4 GWh/día, alcanzando valores al final del horizonte de máximo 1.5 GWh/día de los recursos solares y eólico considerados y 4. Teniendo en cuenta la dinámica del sistema, se debe continuar con el seguimiento integral de las variables para dar señales y recomendaciones oportunas que permitan continuar con la atención confiable y segura de la demanda. Asimismo, se debe hacer un seguimiento continuo al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN”.*

TEBSA hace mención al estudio realizado por XM –“Requerimientos técnicos para la integración de fuentes de generación no síncronas al SIN”, en el cual se plantea la necesidad de revisar la flexibilidad al del mercado eléctrico de manera que se permita coordinar la operación de las plantas que generarán con tecnologías renovables (solar, eólicas) y el impacto que esto pudiere generar al disminuirse los tiempos para los redespachos, lo anterior considerando que las renominaciones de gas natural tienen un tiempo de respuesta de 6 horas, condición que probable puede poner en riesgo la atención de la demanda eléctrica y las condiciones operativas del gasoducto, toda vez que estas fuentes con tecnologías renovables (solar o eólica) por su naturaleza dependen de las condiciones climáticas hora a hora haciendo no predecible la generación que pueden entregar al sistema. afectación a las plantas térmicas que consumen gas natural. Se acuerda con XM presentación del estudio en este aparte, en la sesión plenaria ordinaria del mes de febrero de 2018.

Con formato: Fuente: 11 pto, Sin Negrita

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

4. INFORME DEL SECRETARIO TÉCNICO

El Secretario Técnico presenta su informe destacando los siguientes aspectos: (i) Seguimiento a la ejecución presupuestal mensual y acumulada ejecutada a noviembre de 2017 y proyectada diciembre de 2017, (ii) Estado temas pendientes remitidos por el CNOGas a CREG, con los temas que han tenido avance y/o requerimientos de la Comisión y (iii) Otros temas de interés dentro de los cuales se mencionan aspectos generales relacionados con los temas sobre la información SARLAFT remitida por los miembros del CNOGas a FiduDavivienda, avance en la implementación del Código de Buen Gobierno, comentario realizado por el Experto Comisionado CREG Hernán Molina acerca de la responsabilidad del CNOGas con la aplicación de lo previsto en el artículo 24 de la Resolución CREG 107-2017, comentarios del CNOGas al proyecto de Resolución CREG 123-2017 referido a la modificación del RUT según la NTC

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL Reunión presencial CNOGas-137	12 de Diciembre de 2017
---	---	-------------------------

6167, comunicación remitida por el CNOGas al Ministerio de Minas y Energía y reunión con este ministerio para revisar el tema relacionado con el Decreto 2345 de 2015 y el protocolo en el proyecto de Resolución CREG 043-2017, publicación de la UPME del primer informe del consultor para la planta de regasificación del Pacífico, comunicación de la UPME acerca del alcance del estudio realizado por el consultor para la planta de regasificación del Pacífico e invitación al CNOGas a realizar comentarios y cambio del computador de la Asistente administrativa del CNOGas por obsolescencia tecnológica.

El Consejo realiza especial mención al tema del informe del Secretario técnico sobre los temas pendientes remitidos por el CNOGas a la CREG descrito a continuación:

- Proyecto Resolución CREG 043-2017 relacionado con el Decreto 2345 de 2015 que modificó el Decreto 1073 de 2015 en lo asociado, entre otros, con la atención de la demanda esencial ante eventos de Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia, No transitoria. Algunos miembros del Consejo manifiestan su preocupación por cuanto este asunto no ha sido resuelto por la CREG y el Ministerio de Minas y Energía (MM&E), dejando a los agentes responsables de aplicar lo previsto en el proyecto de Resolución CREG 043-2017 expuestos a eventuales investigaciones por la SuperServicios o incumplimientos contractuales, no obstante haber realizado el CNOGas propuestas operativas sobre este asunto tanto a la CREG como al MM&E, y aclaraciones en diferentes reuniones presenciales sobre la importancia de buscarle salida a este asunto. Se esperan acciones de la CREG y MM&E.

5. TEMAS PARA APROBACIÓN

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

- **Incremento comisión fiduciaria_FiduDavivienda.** El Secretario técnico presenta para aprobación del Consejo análisis realizado sobre el incremento de la comisión fiduciaria anunciado por FiduDavivienda en julio del presente año cuyo valor pasaría de 1,5 SMLMV+IVA a 2,5 SMLMV+IVA. Una vez revisado por el Consejo los términos del informe presentado, aprueba el mismo bajo las siguientes condiciones: (i) Continuar con el servicio prestado por FiduDavivienda en el marco del contrato fiduciario suscrito entre las partes vigente hasta el 30 de marzo de 2018, (ii) Gestionar ante FiduDavivienda una mejor condición -a su propuesta de incremento de la comisión fiduciaria a 2,5 SMMLV. En el caso en que FiduDavivienda considere mantener el incremento de la comisión fiduciaria a 2,5 SMMLV, se sostiene la aprobación dada por el Consejo, teniendo en cuenta que el presupuesto del CNOGas para el año 2018 fue estructurado con dicho incremento.

- **Suscripción otrosí contrato fiduciario Davivienda_Pagos en moneda extranjera e incremento comisión fiduciaria.** El Secretario técnico realiza presentación en la cual aclara, de manera general, el alcance del otrosí a suscribir con FiduDavivienda con ocasión del incremento de la comisión fiduciaria y la realización de pagos en moneda extranjera, en el momento en que sea requerido. Somete a consideración del Consejo aprobar la suscripción del otrosí por el Secretario técnico condición que es aprobada una vez el mismo sea revisado y aceptado por los miembros del CNOGas, para lo cual solicitan su envío.

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL Reunión presencial CNOGas-137	12 de Diciembre de 2017
---	---	-------------------------

- **Protocolo-Guía aplicación aspectos Resolución CREG 124-2017.** El Secretario técnico pone a consideración del Consejo la aprobación del procedimiento para aplicación de lo previsto en la Resolución CREG 124 de 2017 ante la ocurrencia de un evento de Insalvable Restricción de la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia No Transitoria. El Consejo aprueba el procedimiento propuesto con dos (2) indicaciones adicionales: (i) Gestionar la información de contactos oficiales de la CREG para actualizar la contenida en el procedimiento. El Ministerio de Minas y Energía y Superservicios entregaron esta información en la presente sesión. Esta información deberá remitirse a cada miembro del Consejo y (ii) Remitir el procedimiento a la CREG como recomendación para acto administrativo, basados en lo previsto en el artículo 21 del Decreto 2100 de 2011.

- **Concepto a MM&E_Medición en surtidores GNCV (Ponencia comité técnico).** El Comité técnico del CNOGas presenta ponencia a concepto solicitado por el Ministerio de Minas y Energía en relación con la viabilidad de aplicar a partir del mes de abril de 2018 medición y comercialización en masa (kg) del gas vendido a usuarios finales en las estaciones de servicio para GNCV. El Ministerio de Minas y Energía presente en esta sesión manifestó que el alcance explicado no era suficiente para soportar una recomendación a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, gestora de la propuesta de medir y comercializar gas en las estaciones de servicios para GNCV en masa (kg), particularmente en lo relacionado con (i) la percepción del usuario final por el cambio de M3 a masa (kg) que genera un incremento en el precio unitario no obstante ser la misma cantidad vendida y (ii) el reglamento para aseguramiento metrológico de la medición al usuario final. El Comité técnico sesionará en enero de 2018 para reformular el alcance del concepto y presentar para aprobación del Consejo en la sesión plenaria ordinaria del mes de febrero de 2018.

- **Desarrollo requisitos técnicos_Artículos 9 y 10 Resolución CREG 155-2017-Open Season.** El Secretario técnico presenta al Consejo el alcance de lo previsto en los artículos 9 y 10 de la Resolución CREG 155 de 2017, relacionado con la definición por el CNOGas de un listado de requisitos técnicos que deben tener y dar cumplimiento los agentes auditores para los tipos de proyectos a desarrollar acorde con la presente resolución que se lleven a cabo como resultado de los Open Season. Se nombra el Comité técnico que desarrollará este tema conformado por TGI, Geoproduction e Isagén, quien invitará a las diferentes sesiones a EPM. El Secretario técnico convocará a reunión en el mes de enero de 2018 a los miembros del mencionado comité.

- **Firmas auditoras calidad del gas_Resolución CREG 152 de 2017.** El Secretario técnico presenta al Consejo el alcance de lo previsto en la Resolución CREG 152 de 2017, relacionado con la verificación del cumplimiento de las especificaciones de calidad del gas natural licuado y gas natural a ser inyectado en plantas de regasificación y en sistemas de transporte por tuberías y la responsabilidad asignada al CNOGas de elaborar y mantener actualizada una lista de firmas y/o personas con reconocida experiencia en este tema. Se nombra el Comité técnico que desarrollará este asunto conformado por TGI y Geoproduction. El Secretario técnico convocará a reunión en el mes de enero de 2018 a los miembros del mencionado comité.

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL Reunión presencial CNOGas-137	12 de Diciembre de 2017
---	---	-------------------------

- **Acuerdo No 001 de 2017_ Criterios proceso selección firmas auditoras Resolución CREG 107 de 2017_ Comité técnico.** El Secretario técnico presenta al Consejo el Acuerdo No 001 de 2017 actualizado con los parámetros y consideraciones remitidos por la UPME, mediante el cual se definen los criterios para el proceso de selección de firmas auditoras según lo previsto en el artículo 23 de la Resolución CREG 107 de 2017. De igual manera se revisa el concepto de la Doctora Nora Palomo, asesora jurídica del CNOGas, en análisis a concepto de la oficina jurídica de Promigas acerca del probable conflicto de interés en que pudieren estar incurso los miembros del CNOGas. Sobre estos tópicos el Consejo define las siguientes acciones: (i) para el proceso de selección de firmas auditoras, TGI y Promigas participarán únicamente en la revisión de los criterios definidos en el Acuerdo No 001 de 2017. El Secretario técnico se encargará de realizar todo el proceso que incluye selección de firmas a invitar, análisis de las ofertas, aclaraciones a las mismas, de ser requerido y presentación del listado de firmas auditoras seleccionadas para aprobación en sesión ordinaria o extraordinaria del CNOGas y (ii) sobre el probable conflicto de interés, harán parte de la presente acta los conceptos de la Doctora Nora (2) y el de Promigas (1) y cada miembro del Consejo en el momento de la aprobación del listado de firmas auditoras determinará su impedimento basado en análisis del probable conflicto de interés en el que considere se encuentre incurso.

- **Plan de trabajo CNOGas 2018.** El Secretario técnico presenta el Plan de trabajo CNOGas 2018 que incluye los temas a desarrollar por los comités designados por el Consejo. Este Plan de trabajo será revisado en comité técnico del mes de enero de 2018 para establecer las prioridades de los temas. El Consejo aprueba el Plan de trabajo presentado.

- **Programa de reuniones ordinarias CNOGas 2018.** El Consejo aprueba el programa de reuniones ordinarias del CNOGas a realizar en el año 2018 presentado por el Secretario técnico.

- **Proyecto de Resolución CREG 043-2017.** El Doctor Carlos D. Beltrán, Director de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, MM&E, solicita al Consejo aprobar la participación de la doctora Nora Palomo, asesora jurídica del CNOGas, en la revisión y emisión de un concepto que permita dar claridad al MM&E acerca de la situación presentada con la aplicación del protocolo previsto en el proyecto de Resolución CREG 043-2017 referido a la entrega física de gas a la Demanda Esencial según el Decreto 2345 de 2015. El Consejo aprueba la solicitud del Doctor Carlos D. Beltrán e instruye al Secretario técnico a compartir toda la información generada con ocasión de esta asesoría.

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:

- **Avance proceso Aseguramiento Metrológico equipos DPHC.** El Secretario técnico presenta el avance en el proceso asociado con la “Evaluación de desempeño a analizadores en línea para medición de punto de rocío de hidrocarburo” cuyas pruebas en los campos Ballena y Cusiana-Cupiagua a los equipos para medición de DPHC fueron realizadas entre el 21 de noviembre y 02 de diciembre del año en

curso. Se espera la culminación por el CDT del Gas de los análisis cromatográficos a muestras de gas de los mencionados campos, para convocar a sesión al Comité técnico en enero de 2018 para revisión y análisis de estos resultados. En la sesión plenaria ordinaria CNOGas del mes de febrero de 2018 –se someterá a –aprobación del Consejo, las conclusiones del análisis realizado por el Comité técnico.

- **Modificaciones plataforma SIMI.** El Secretario técnico presenta al Consejo las modificaciones realizadas para mejorar la funcionalidad y adquisición de información en el –SIMI, según propuesta realizada por los miembros del COMI.

7. PROPOSICIONES Y VARIOS

- **Problemas operativos en campos de producción y comportamiento de agentes.** TEBSA manifiesta su preocupación por el riesgo operativo en que se encuentran –sus plantas térmicas que utilizan el gas natural para la operación, considerando que se han venido presentando bajas presiones en gasoductos del SNT de Promigas, generadas por variaciones de salidas positivas–negativas de otros remitentes por consumos superiores a los autorizados, que pudieren conllevar a una salida de operación, con las consecuencias que esto pudiere acarrear. Promigas manifiesta que las acciones coercitivas solamente las pueden tomar para el momento en –que TEBSA salga totalmente de servicio, es decir tenga flujo cero (0), según reza en la Resolución CREG 088-114 de 20152017. De acuerdo con lo anterior TEBSA sugiere revisar las acciones que se pudieren implementar para recomendar a la CREG mecanismos que conlleven a solucionar la situación presentada con las variaciones de salida positivasnegativas. A su vez XM propone documentar las situaciones presentadas por Tebsa como riesgos operativos y complementar con los análisis eléctricos de los impactos de seguridad y confiabilidad de la red ante la salida de las plantas de generación involucradas, que permitan un análisis más integral y dar señales de mayor urgencia a la CREG.

- **Presentación UPME.** La UPME realiza presentación acerca de los diferentes hitos de las convocatorias para los proyectos de la Planta de Regasificación del Pacífico y el gasoducto Buenaventura-Yumbo, indicando aquellos en los cuales requiere del apoyo del CNOGas, particularmente los relacionados con los estudios publicados por la UPME como resultado de las consultorías contratadas para cada proyecto.

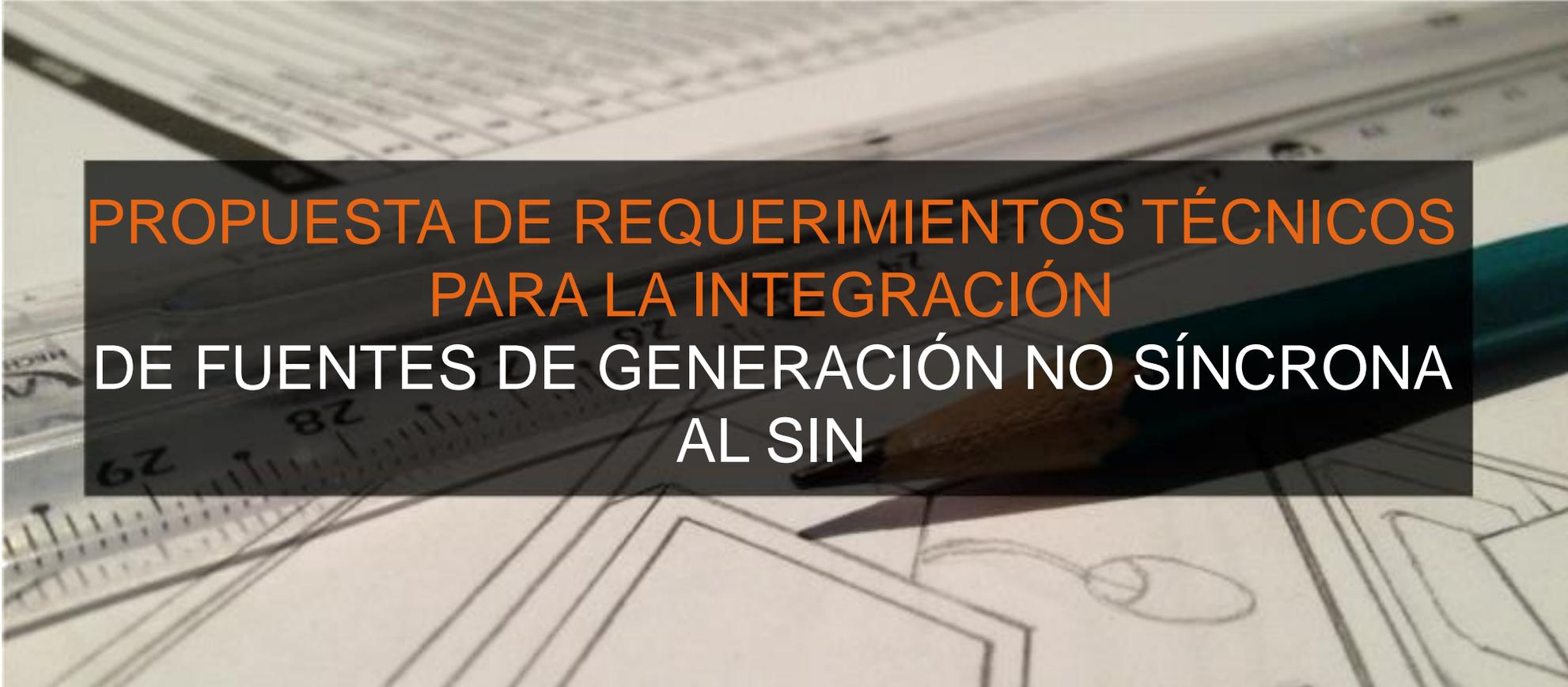
Siendo las 02:30 p.m. se da por terminada la reunión.

Carlos David Beltrán Quintero
Presidente del CNOGas

FREDI E. LÓPEZ SIERRA
Secretario Técnico

Comentario [COA1]: Variación de salida negativa: diferencia entre la cantidad de energía autorizada por el transportador y la cantidad de energía tomada por el remitente en un punto de salida, medida de forma horaria o diaria de acuerdo con la definición de variación de salida, que es menor a cero.
Tomado de la Res. CREG-114-2017

2. PRESENTACIÓN XM_Flexibilidad mercado eléctrico

The background of the slide is a close-up photograph of technical drawings on a light-colored surface. A pencil with a dark green eraser and a wooden body is lying diagonally across the drawings. The drawings include various lines, circles, and text, some of which is partially obscured by the pencil and a dark grey rectangular text box. The text box contains the title of the document in orange and white capital letters.

PROPUESTA DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS
PARA LA INTEGRACIÓN
DE FUENTES DE GENERACIÓN NO SÍNCRONA
AL SIN



Proponer requerimientos mínimos de
conexión de las fuentes
no síncronas,
según el estado del arte y las necesidades
actuales y futuras del sistema, permitirán la
operación flexible y la integración eficiente y
sostenible de estos recursos



SIN Colombia Actual

Generación
16.750 MW

Demanda Pico
10.095 MW

**Fuentes no
síncronas**

66 %
Hidráulica

28 %
Térmica

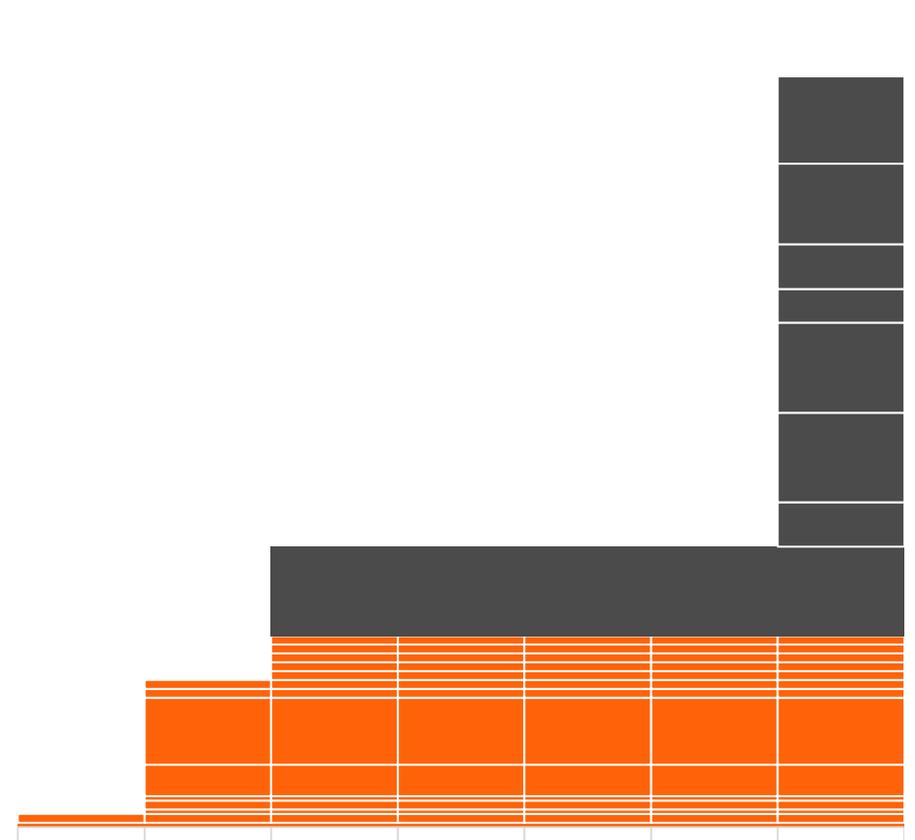
9.9 MW
Solar

19.9 MW
Eólica

**Eólica y solar
esperada a
2023**

MW

1800
1700
1600
1500
1400
1300
1200
1100
1000
900
800
700
600
500
400
300
200
100
0



2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023

Eólica esperada
Solar esperada



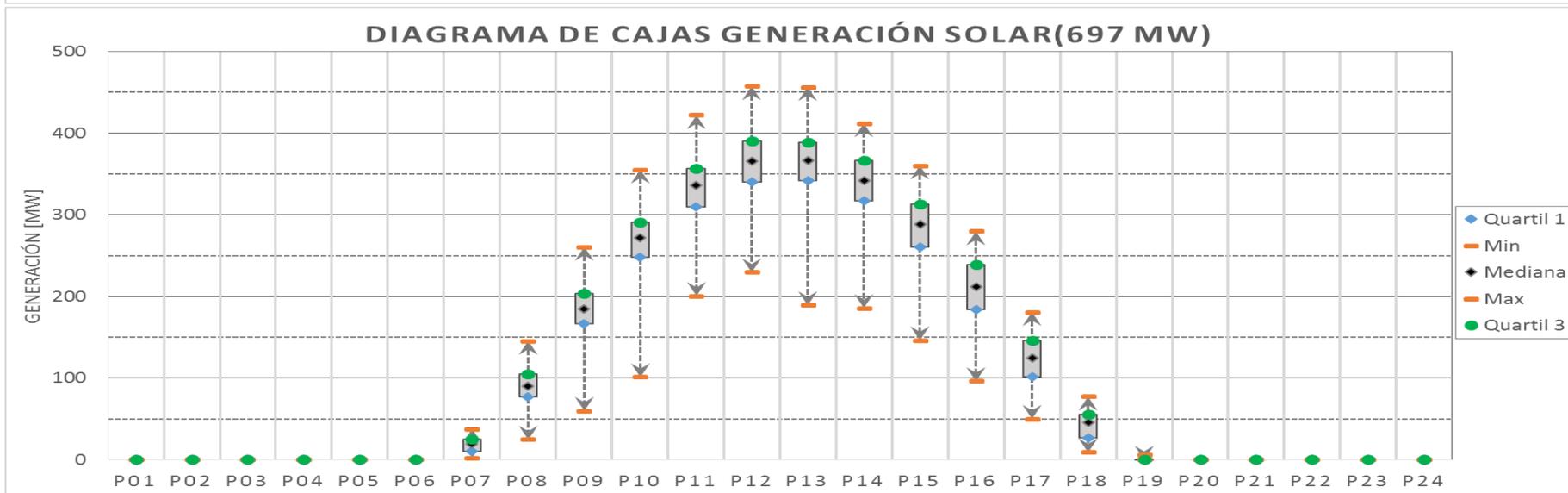
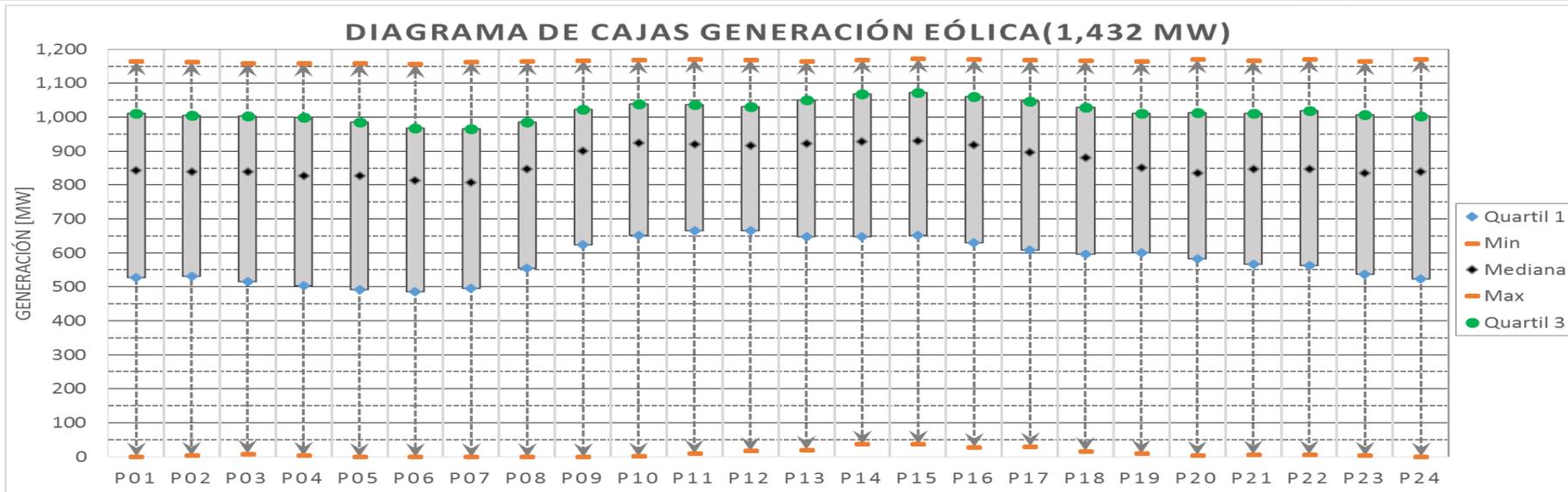
CÓDIGO DE RED CREG 025 1995

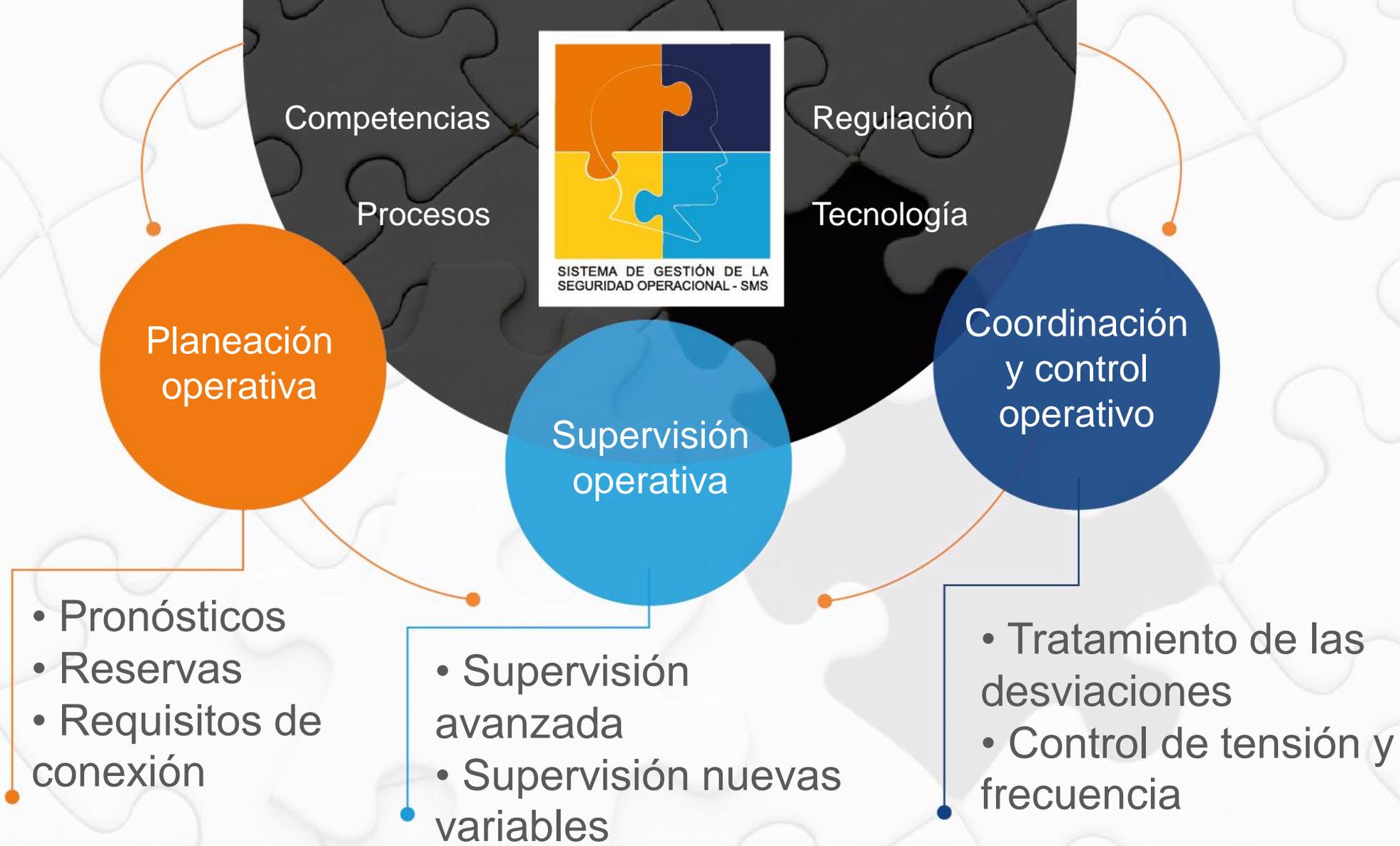
- Predecible con incertidumbre
- Controlable en función del clima
- Inercia en desarrollo
- Basada en inversores y diferentes tecnologías





Variabilidad de Generación

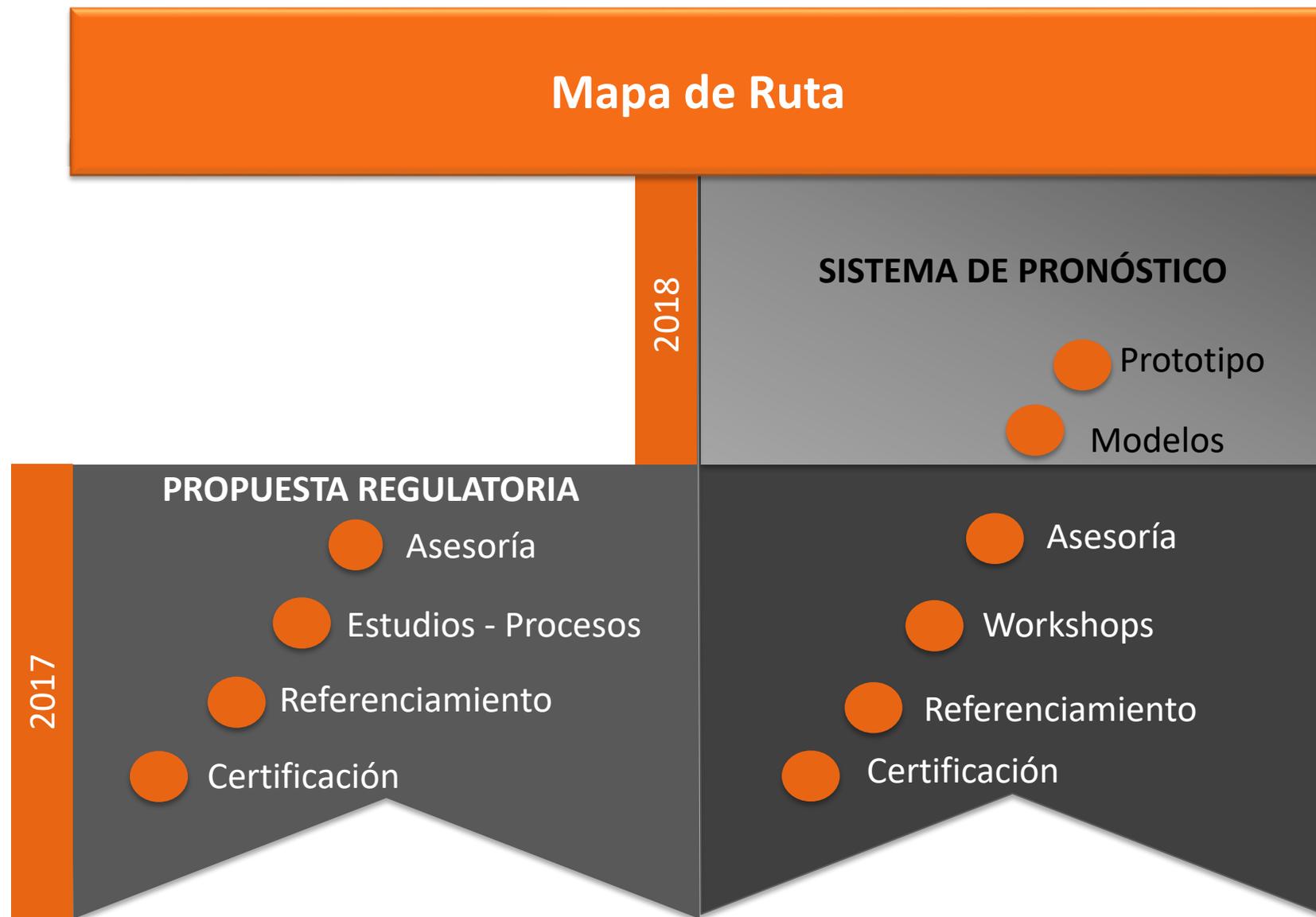




La integración de fuentes no síncronas conlleva retos operativos para seguir cumpliendo con las funciones que XM tiene como operador (Ley 143 1994 y resoluciones CREG)



Conscientes de la responsabilidad con el desarrollo del país y teniendo en cuenta los retos operativos que generan fuentes variables, XM estructuró el mapa de ruta para la integración de fuentes variables a los Procesos del Centro Nacional De Despacho.



Se propone un esquema escalable buscando proporcionar un marco útil para la priorización de tareas y evitar generar barreras de entrada a las fuentes no síncronas



Etapa 1

Generación variable menor al 15% de la demanda máxima



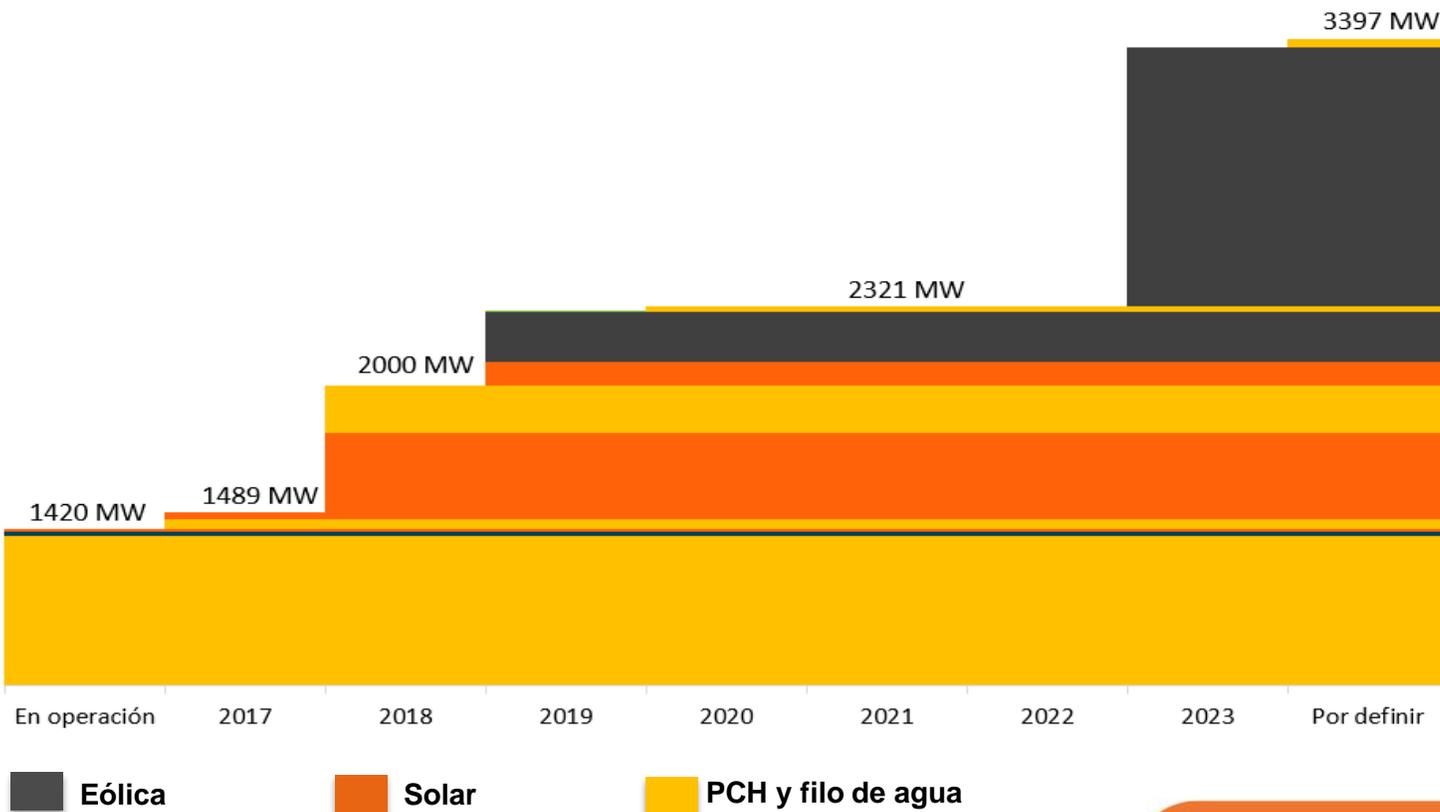
Etapa 2

Generación variable entre el 15% y el 25% de la demanda máxima



Etapa 3

Generación variable mayor al 25% de la demanda máxima





Revisión de los requerimientos técnicos para la integración de fuentes no síncronas al SIN





Requerimientos técnicos para la integración de fuentes no síncronas al SIN



Requerimientos de conexión

- Rangos de operación
- Respuesta en frecuencia
- Rampas operativas
- Control de tensión
- Permanencia ante huecos de tensión
- Respuesta de reactivos
- Supervisión y control
- Requerimientos de protecciones



Requerimientos operativos

- Pronóstico
- Desviaciones
- Reservas
- Redespacho
- Balance generación – carga en tiempo real



Requerimientos de información

- Intercambio de información
- Procedimientos entrada en operación
- Procedimientos pruebas



Requerimientos operativos

- Pronóstico
- Desviaciones
- Reservas
- Redespacho
- Balance generación – carga en tiempo real

Ante la variabilidad de las fuentes no síncronas se requiere por parte del operador pronósticos de demanda y generación para tomar decisiones operativas

	Pronósticos Corto Plazo	Pronóstico Despacho	Pronóstico Redespacho	Pronóstico Tiempo Real
Horizonte	1 semana	40 horas	36 horas	65 minutos
Resolución	Horaria	Horaria	1 hora	5 minutos
Frecuencia	Semanal	Diaria	1 hora	5 minutos
XM	Estudios Energéticos	Programar reservas	Programar reservas	Balance generación
Agentes		Disponibilidad recurso	Disponibilidad recurso	

Etapa 2 y 3



Requerimientos operativos

- Pronóstico
- Desviaciones
- Reservas
- Redespacho
- Balance generación – carga en tiempo real

Para manejar la variabilidad de las fuentes no síncronas se proponen los siguientes cambios

Pronósticos

Incentivo a las desviaciones para todos los generadores mayores a 5MW

Desviación permitida
5% Etapa1-2;
2% Etapa3

Cálculo por CND

Reservas

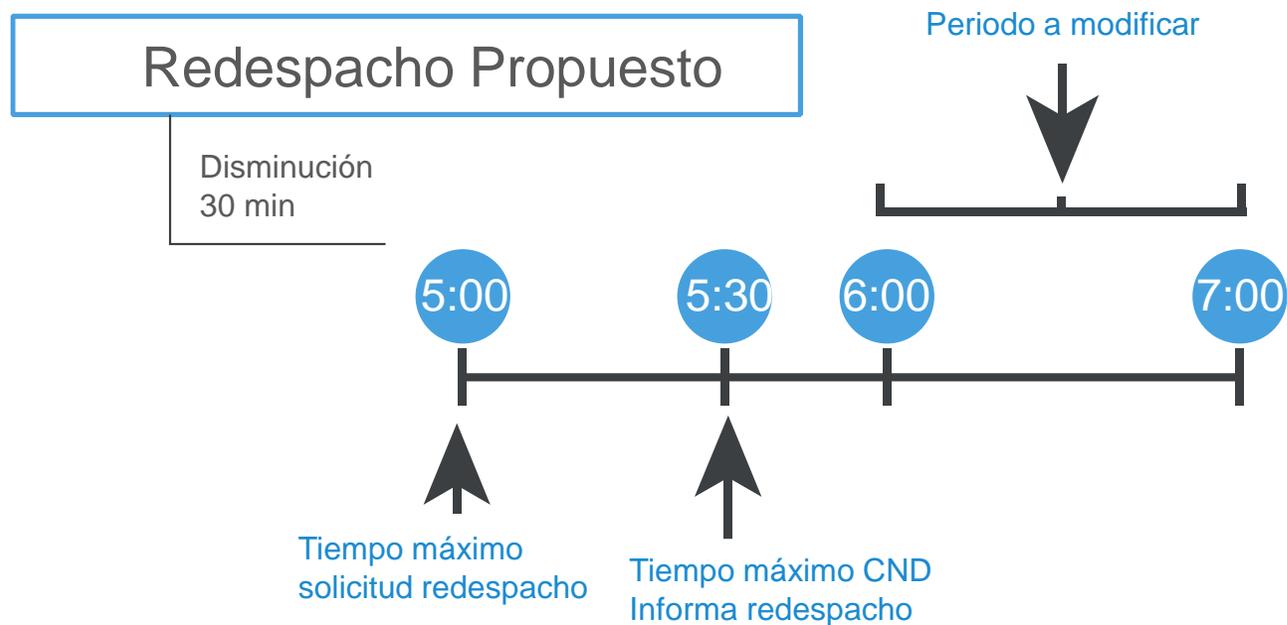
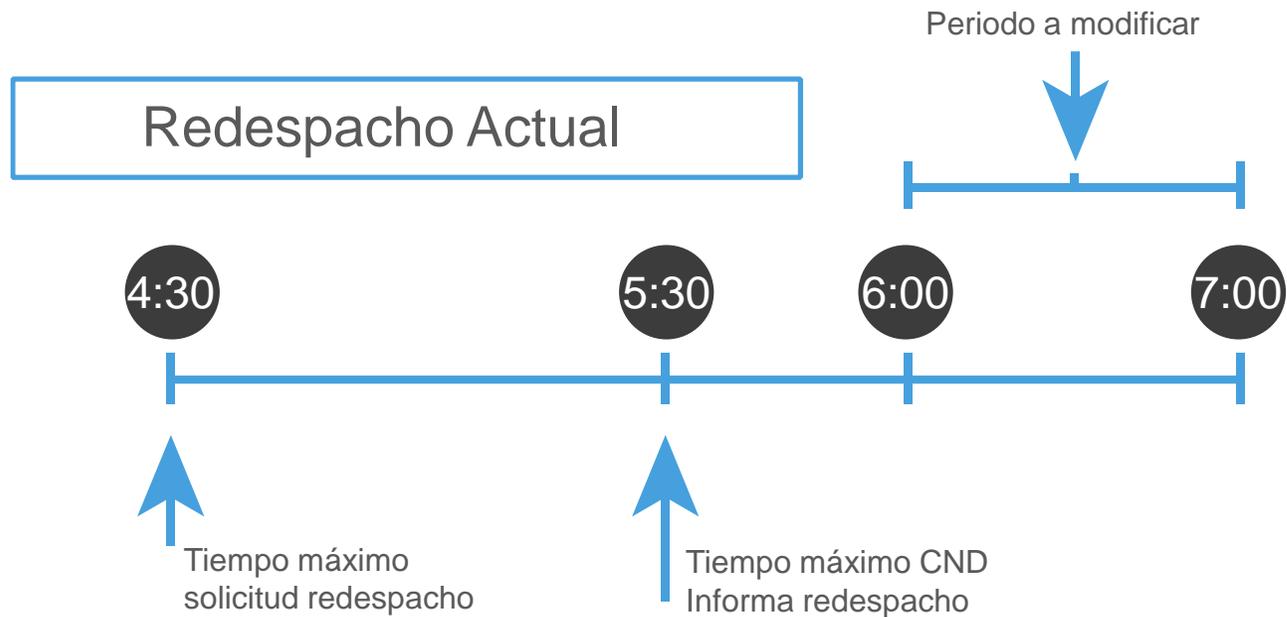
Primaria 3% despacho central Etapa 1

Reservas Secundarias y Adicionales Etapa 2 y 3



Requerimientos operativos

- Pronóstico
- Desviaciones
- Reservas
- **Redespacho**
- Balance generación – carga en tiempo real



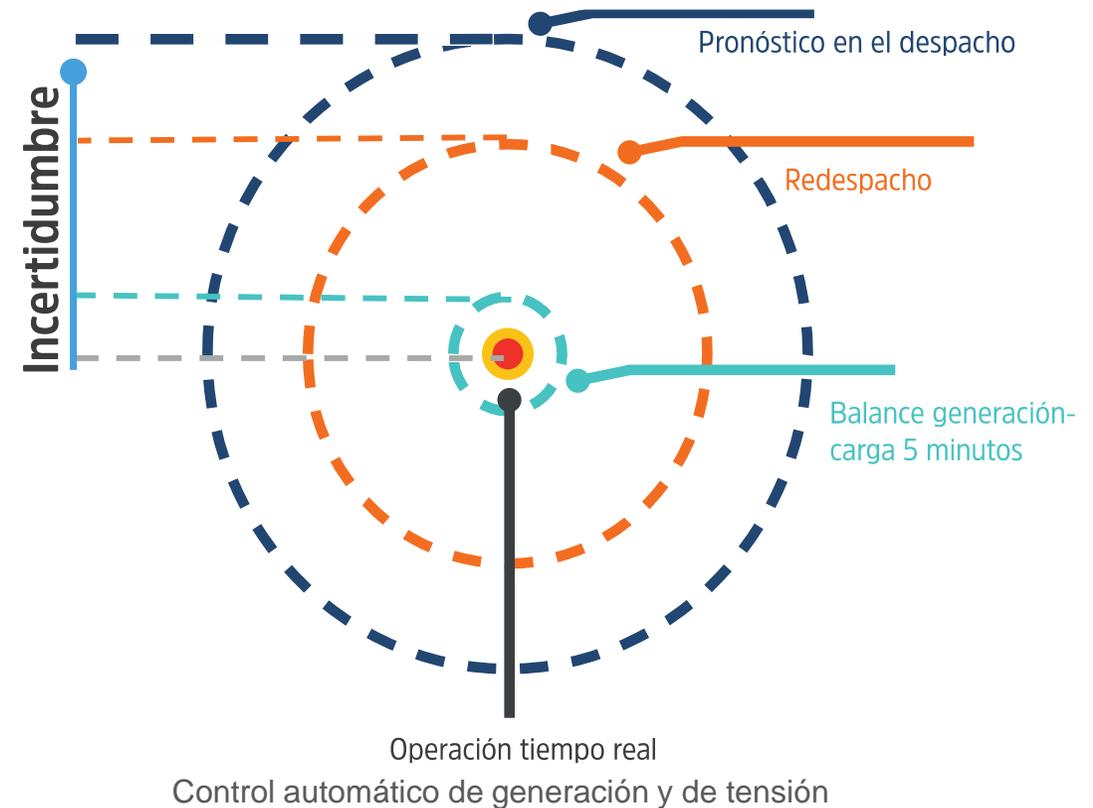
Etapa 2 y 3



Requerimientos operativos

- Pronóstico
- Desviaciones
- Reservas
- Redespacho
- Balance generación – carga en tiempo real y control coordinado de tensión

Para manejar la variabilidad de las fuentes no síncronas se proponen los siguientes cambios



Etapa 2 y 3



¿Qué sigue?





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





Requerimientos de conexión

- Rangos Operativos
- Respuesta en frecuencia
- Rampas operativas
- Control de tensión
- Permanencia ante huecos de tensión
- Respuesta de reactivos
- Supervisión y control
- Requerimientos de protecciones

Rangos operativos de tensión

Todas las plantas de generación con capacidad nominal mayor o igual a 0.1 MW, deben operar normalmente en el rango de tensión comprendido entre $\pm 10\%$ de la tensión nominal en el punto de conexión.

Rangos operativos de frecuencia

Todas las plantas de generación con capacidad nominal mayor o igual a 0.1 MW, deben permanecer conectadas en los siguientes rangos de operación:

Rango	Condición
Menor a 57.5 Hz	Se puede desconectar de la red instantáneamente
57.5 Hz – 58.5 Hz	Operación por al menos 15 segundos
58.5 – 62 Hz	Operación continua
62 Hz – 63 Hz	Operación por al menos 15 segundos
Mayor a 63 Hz	Se puede desconectar de la red instantáneamente



Requerimientos de conexión

- Rangos Operativos
- **Respuesta en frecuencia**
- Rampas operativas
- Control de tensión
- Permanencia ante huecos de tensión
- Respuesta de reactivos
- Supervisión y control
- Requerimientos de protecciones

Con el fin de evitar eventos de desconexión de carga ante variaciones de frecuencia en el SIN, la generación mayor a 5MW que se conecte al SIN debe contar con un control de potencia activa/frecuencia que permita su participación en la regulación primaria de frecuencia del sistema.

	Valor
Banda muerta	± 30 mHz
Estatismo	2-6%
Tiempo de respuesta Inicial	5 seg generación síncrona 2 seg generación no síncrona
Tiempo de establecimiento	15 seg para la generación no síncrona 30 seg para generación síncrona térmica 60-120 seg para la generación síncrona hidráulica Este valor se definirá por el CND para mantener la estabilidad del sistema

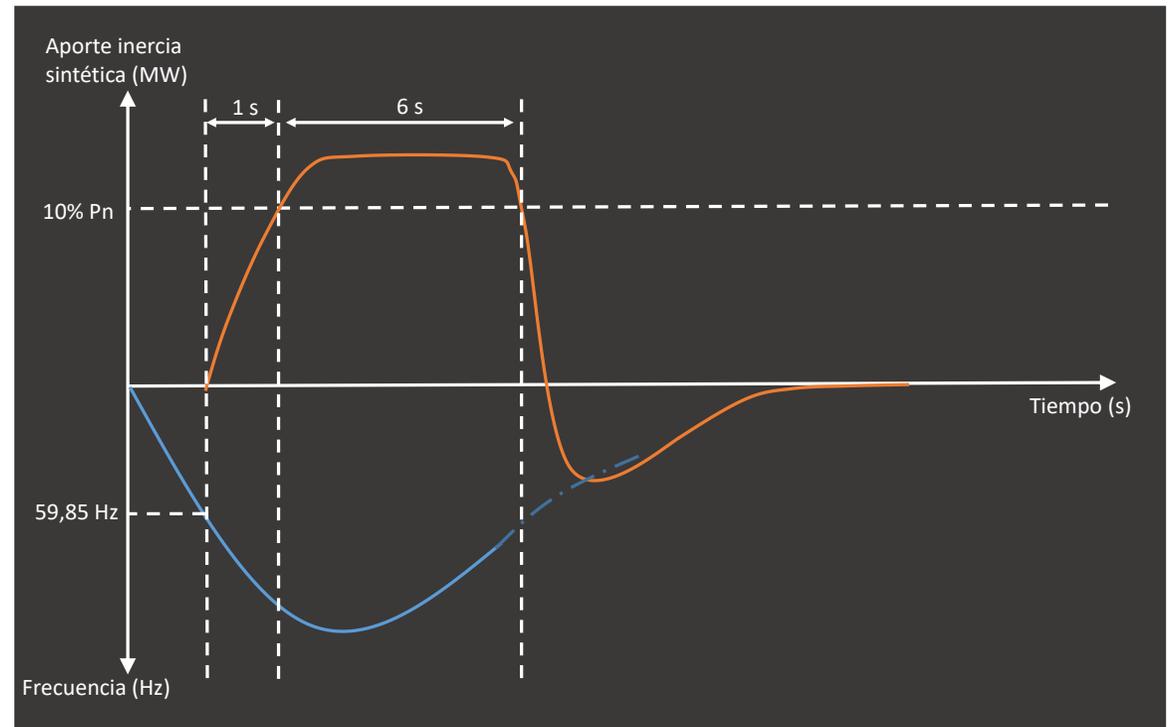
Etapa 1,2y3



Requerimientos de conexión

- Rangos Operativos
- **Respuesta en frecuencia**
- Rampas operativas
- Control de tensión
- Permanencia ante huecos de tensión
- Respuesta de reactivos
- Supervisión y control
- Requerimientos de protecciones

Las fuentes de generación eólica despachadas centralmente o mayores a 20 MW deben permitir emulación de la inercia a través de la modulación transitoria de la potencia de salida

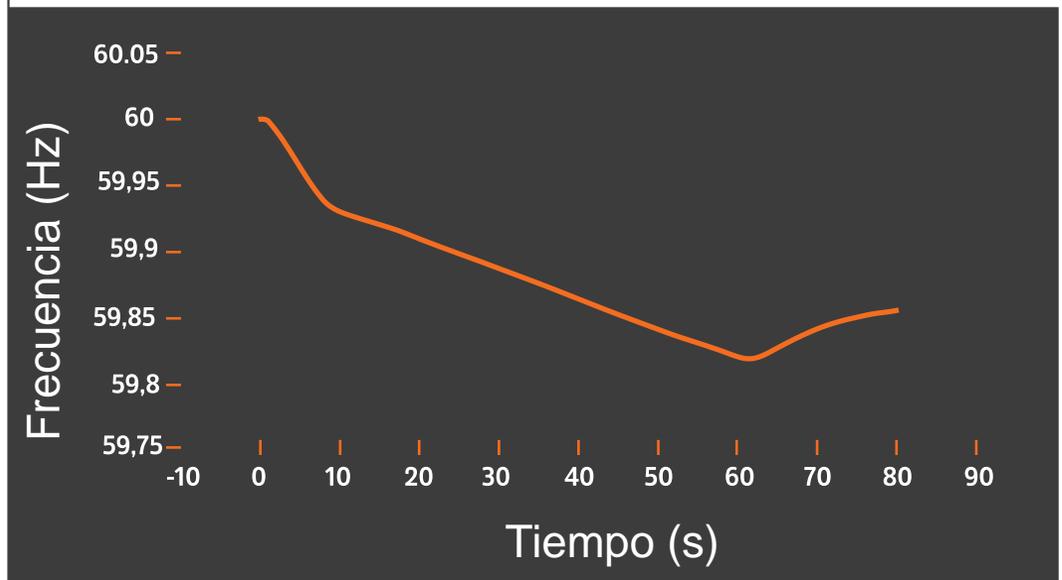




Requerimientos de conexión

- Rangos Operativos
- Respuesta en frecuencia
- **Rampas operativas**
- Control de tensión
- Permanencia ante huecos de tensión
- Respuesta de reactivos
- Supervisión y control
- Requerimientos de protecciones

Con el fin de evitar eventos de frecuencia en el SIN y mantener la seguridad del sistema, se propone que el valor de rampa operativa* tanto para subir como para bajar de generación, sea entre el 0.1% y el 14% de su máxima capacidad declarada.



*Condiciones normales de operación y disponibilidad del recurso

Etapa 1,2y3

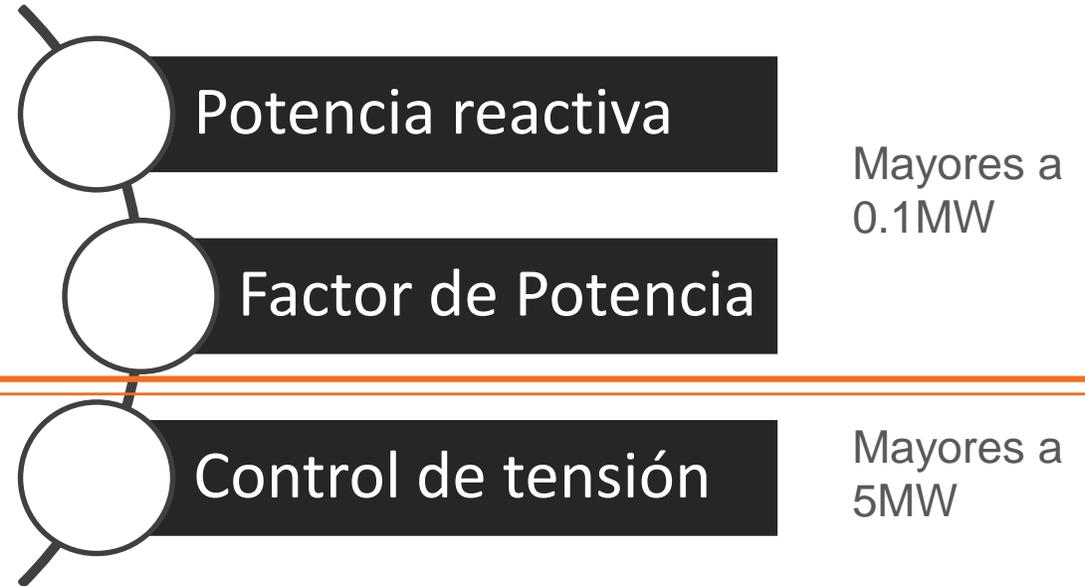
una empresa ISA



Requerimientos de conexión

- Rangos Operativos
- Respuesta en frecuencia
- Rampas operativas
- **Control de tensión**
- Permanencia ante huecos de tensión
- Respuesta de reactivos
- Supervisión y control
- Requerimientos de protecciones

El regulador de voltaje deberá contar con los siguientes modos de control:



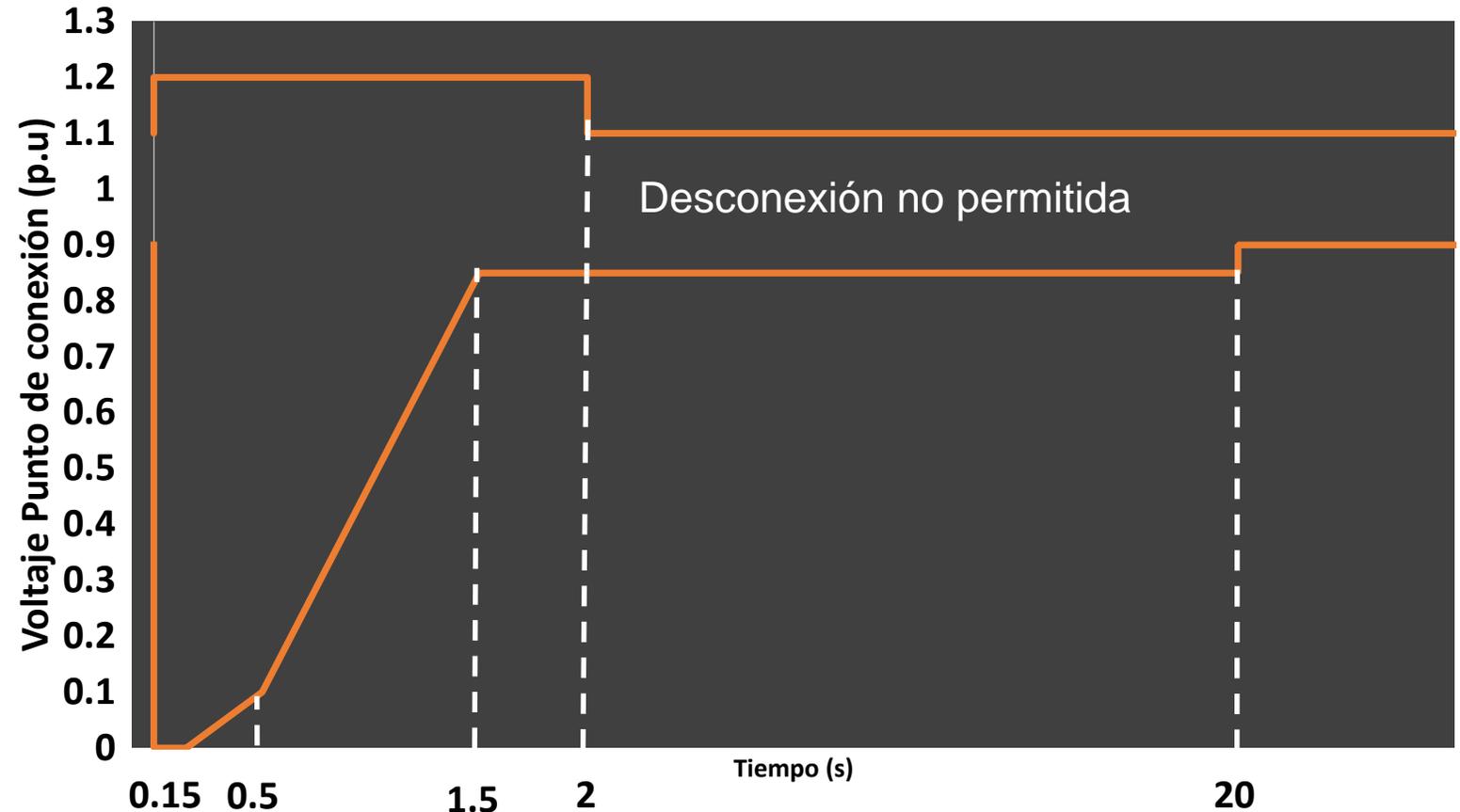
Etapa 1,2y3



Requerimientos de conexión

- Rangos Operativos
- Respuesta en frecuencia
- Rampas operativas
- Control de tensión
- **Permanencia ante huecos de tensión**
- Respuesta de reactivos
- Supervisión y control
- Requerimientos de protecciones

Ante variaciones de tensión en el punto de conexión de las fuentes no síncronas, estas deben tener al menos la capacidad de operar en el área definida por la siguiente curva:



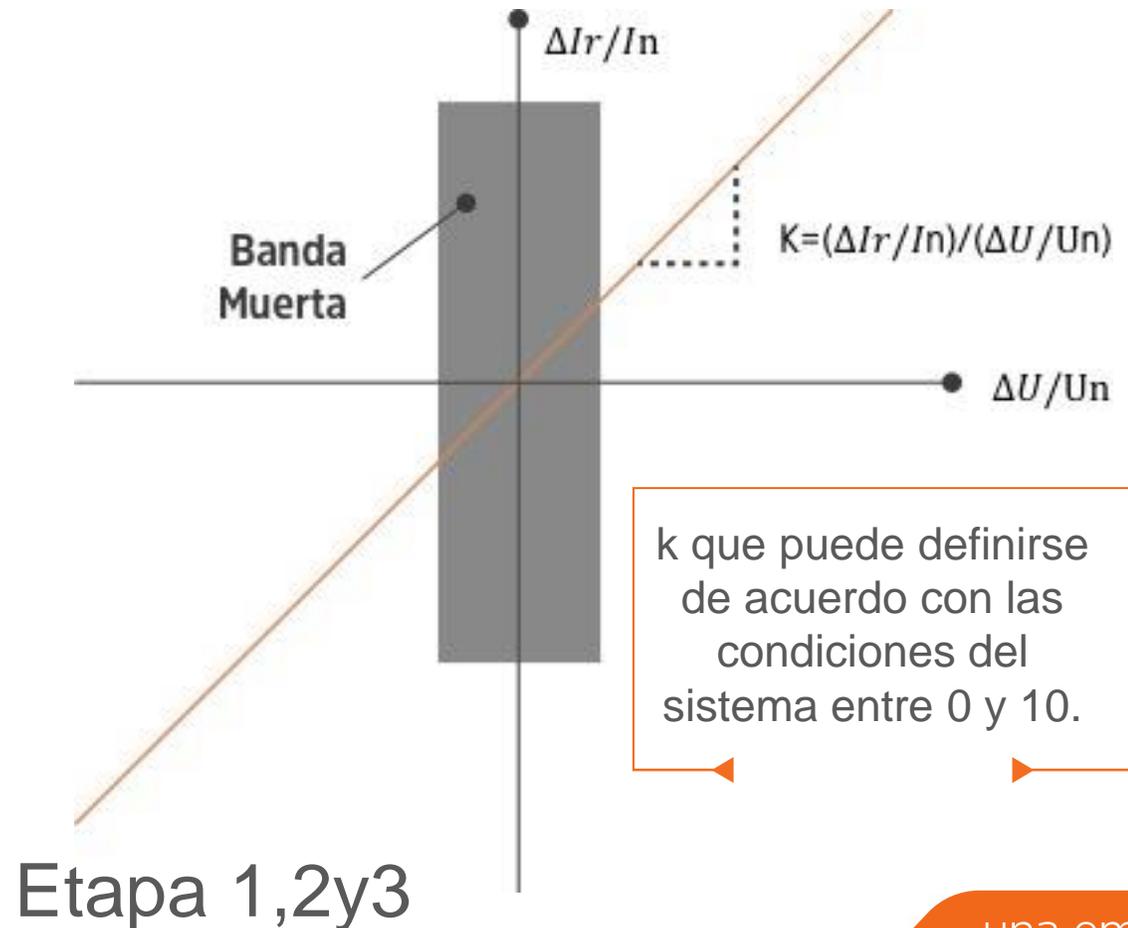
Etapa 1,2y3



Requerimientos de conexión

- Rangos Operativos
- Respuesta en frecuencia
- Rampas operativas
- Control de tensión
- **Permanencia ante huecos de tensión**
- Respuesta de reactivos
- Supervisión y control
- Requerimientos de protecciones

Ante desviaciones de tensión que excedan una banda muerta de $\pm 10\%$ de la tensión nominal, las fuentes no síncronas deben de contar con inyección rápida de corriente reactiva, durante la falla y 500ms después entrar en el rango normal de operación.

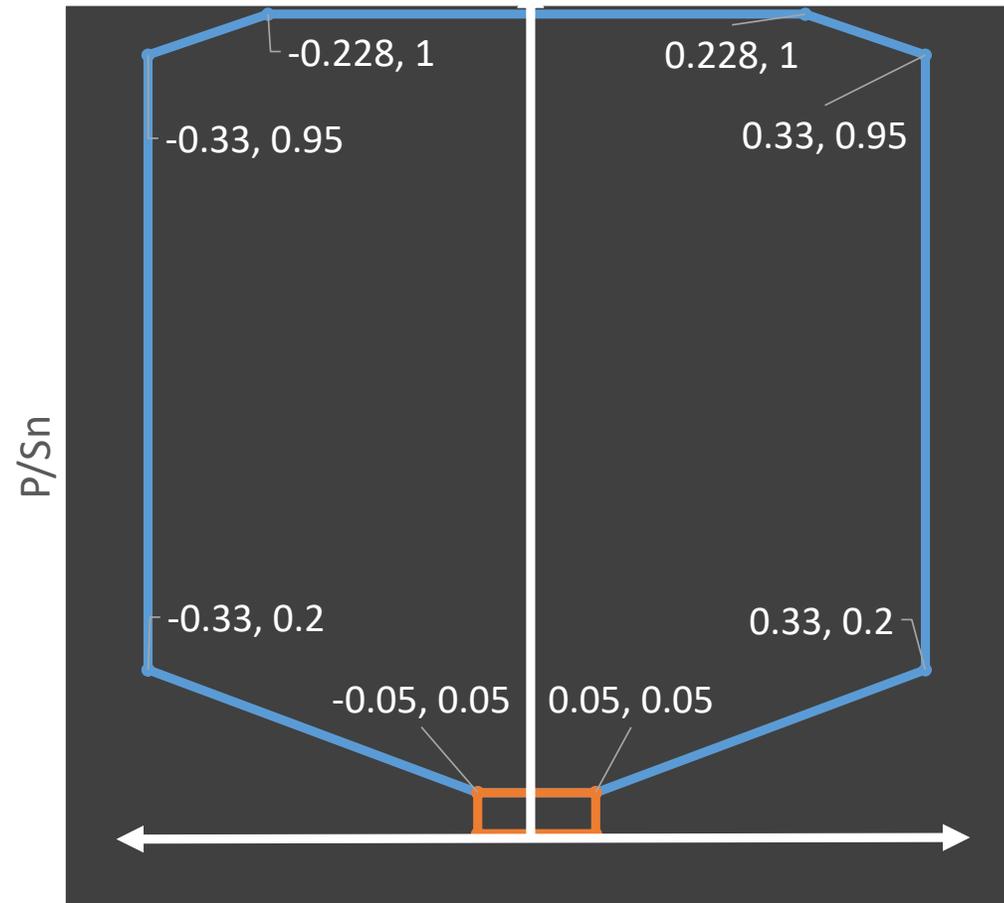




Requerimientos de conexión

- Rangos Operativos
- Respuesta en frecuencia
- Rampas operativas
- Control de tensión
- Permanencia ante huecos de tensión
- **Respuesta de reactivos**
- Supervisión y control
- Requerimientos de protecciones

Las fuentes no síncronas deben tener la capacidad de entregar y absorber reactivos de acuerdo con la siguiente curva PQ mínima requerida



Etapa 1,2y3^{Q/Sn}



Requerimientos de conexión

- Rangos Operativos
- Respuesta en frecuencia
- Rampas operativas
- Control de tensión
- Permanencia ante huecos de tensión
- Respuesta de reactivos
- **Supervisión y control**
- Requerimientos de protecciones

La generación mayor a 5MW deberá contar con:

Un canal de comunicación, el cual debe quedar configurado en esquema de alta disponibilidad con conmutación automática

Equipos de telecomunicaciones, equipos para supervisión y control

Un equipo de medición sincrofasorial o PMU en el punto de conexión

Los datos telemididos de tiempo real se envían al CND con una periodicidad menor o igual a 4 segundos

XM estará encargado del canal de comunicación de respaldo

Para el canal contratado, el agente es responsable de toda la cadena de comunicación hasta el punto donde el CND recibirá estos servicios y debe garantizar una disponibilidad mínima mensual del 99%.

Las fuentes de generación mayor a 0.1 MW deberán contar con (RTU) o se supervisará utilizando protocolos de comunicación y tecnologías comerciales vigentes que cumplan estándares internacionales.

Etapa 1,2y3



Requerimientos de conexión

- Rangos Operativos
- Respuesta en frecuencia
- Rampas operativas
- Control de tensión
- Permanencia ante huecos de tensión
- Respuesta de reactivos
- Supervisión y control
- **Requerimientos de protecciones**

Toda generación debe de contar con los siguientes requisitos

Protección de baja y sobre tensión/frecuencia	Protección anti-isla	Protección de voltaje desplazamiento del neutro
Protección falla Interruptor	Relé de verificación de sincronismo a la red	Protección de pérdida de paso*

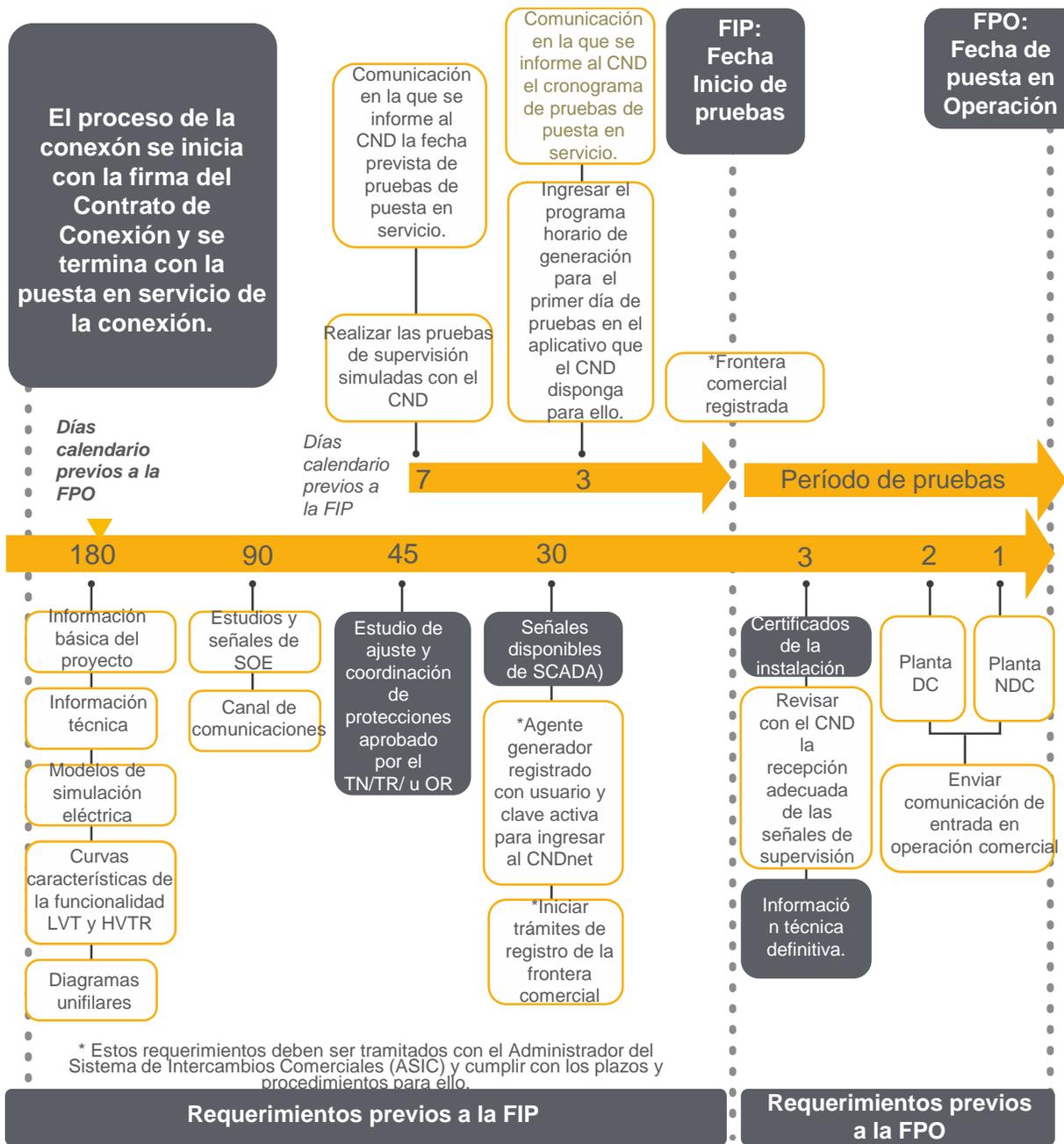
*Para fuentes síncronas

Etapa 1,2y3



Requerimientos de información

- Intercambio de información
- Procedimientos entrada en operación
- Procedimientos pruebas





Ventajas integración Fuentes no Síncronas en Colombia

1

Evolución de la Tecnología
(más de 30 años)

2

Evolución pronósticos para
manejar la variabilidad

3

Desarrollo de código de red antes
de la entrada en operación

4

Estudios de impacto en el SIN
previos a la integración

3. PRESENTACIÓN XM_Panorama energético



una empresa ISA



CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS

INFORME DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

06 de febrero de 2017

TEMARIO



Evolución de variables del SIN	
Panorama Energético	
Mantenimientos de Generación	
Mantenimientos de Transmisión	

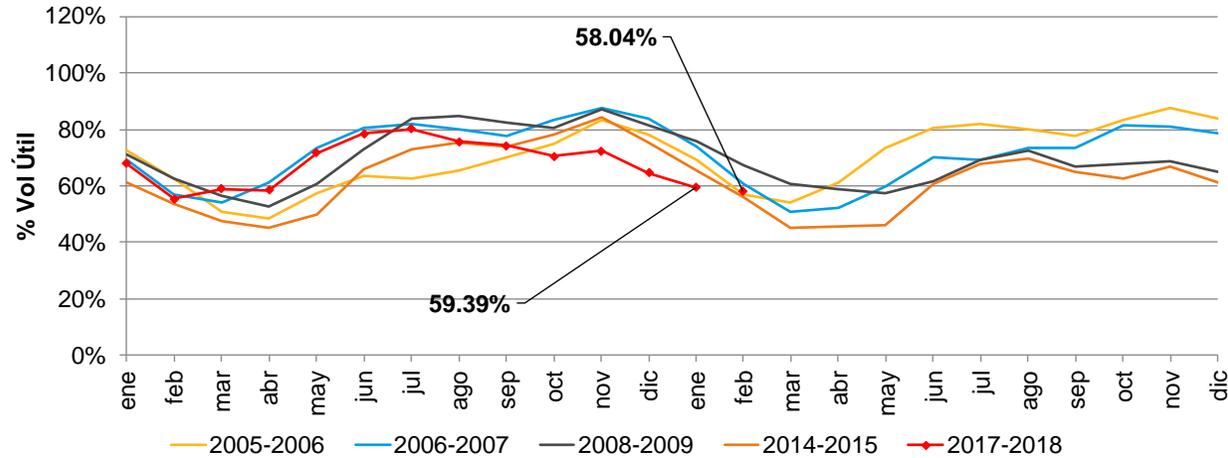


Evolución de variables del SIN

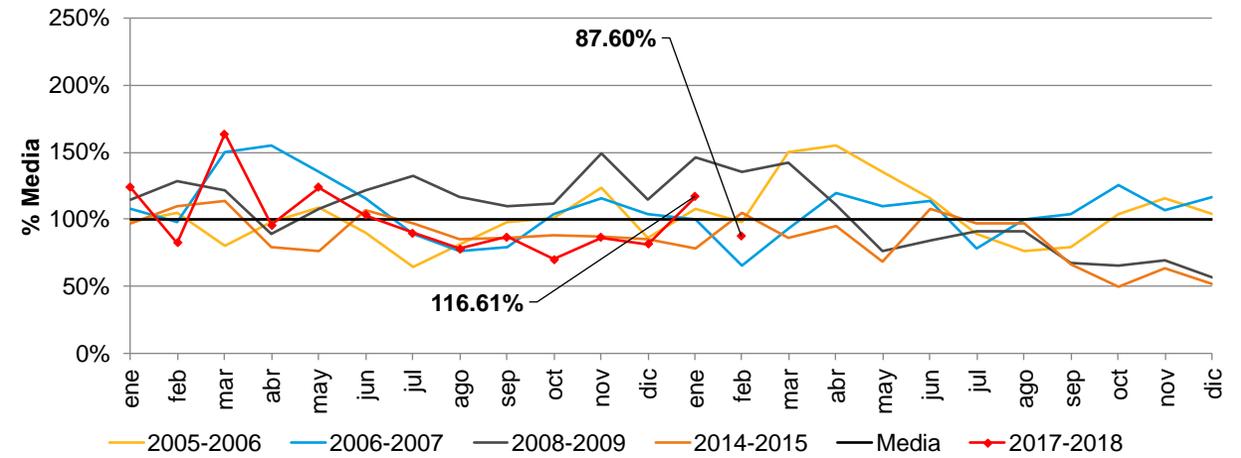
Hidrología del SIN



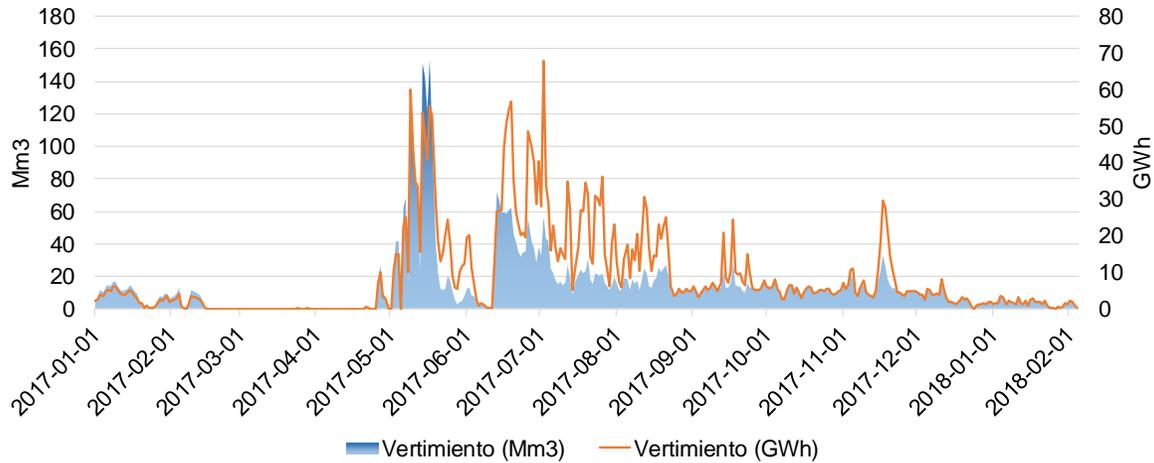
Reservas hídricas



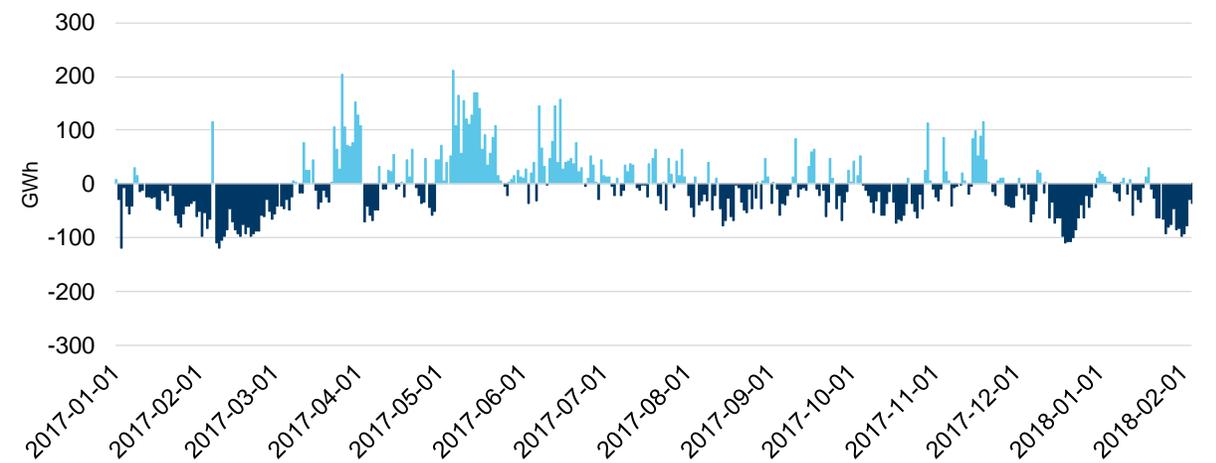
Aportes hídricos



Vertimientos



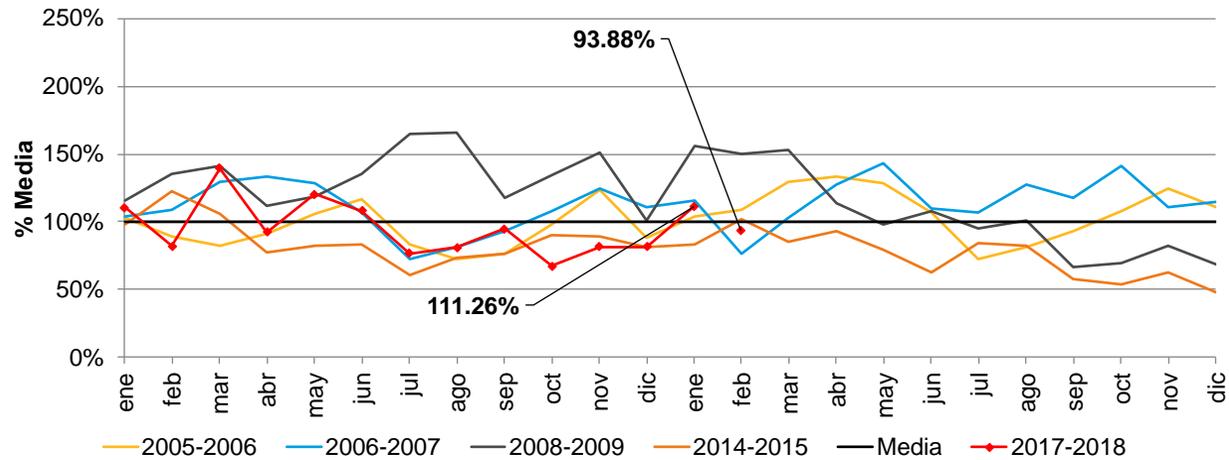
Tasa de embalsamiento



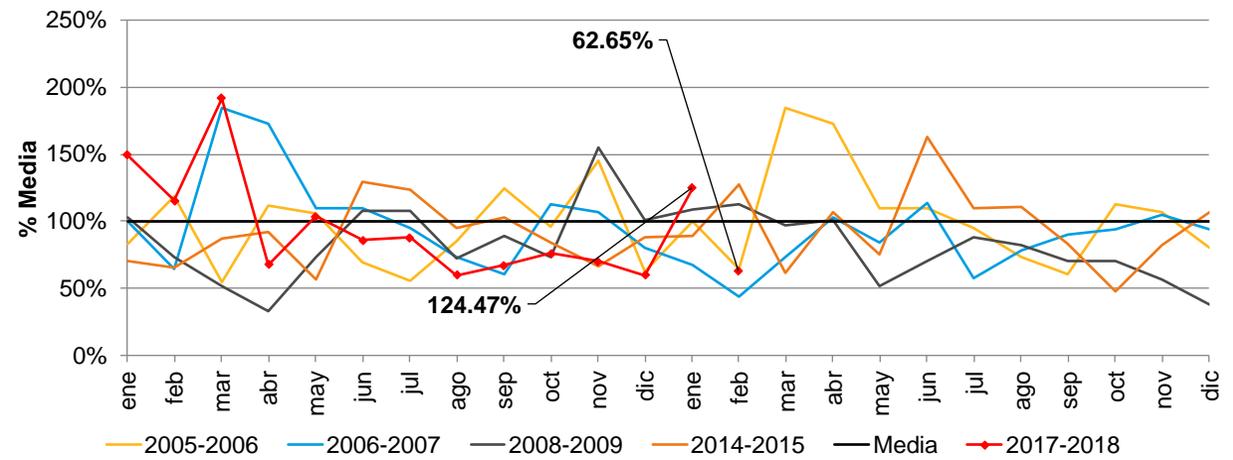
Aportes por regiones



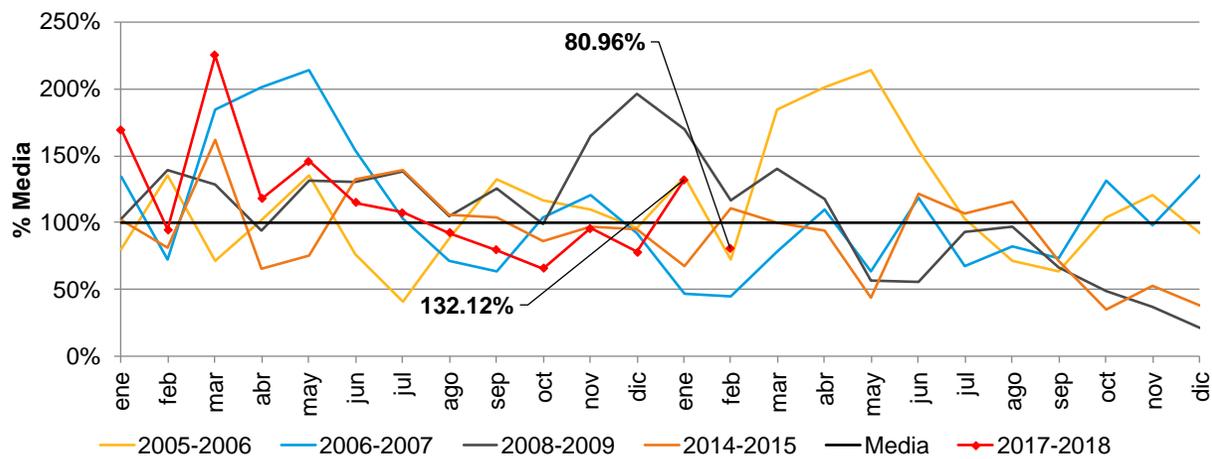
Antioquia



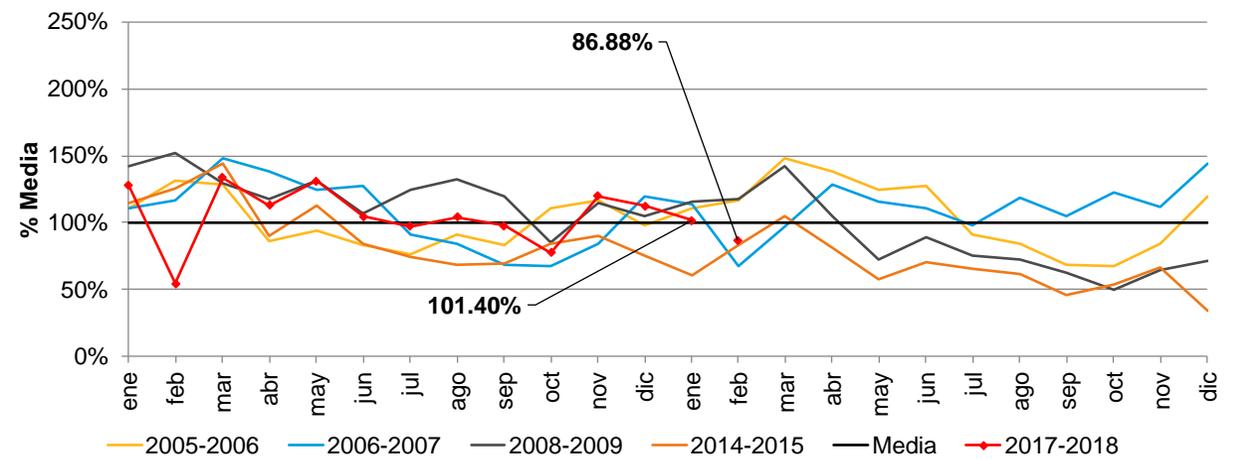
Oriente



Centro



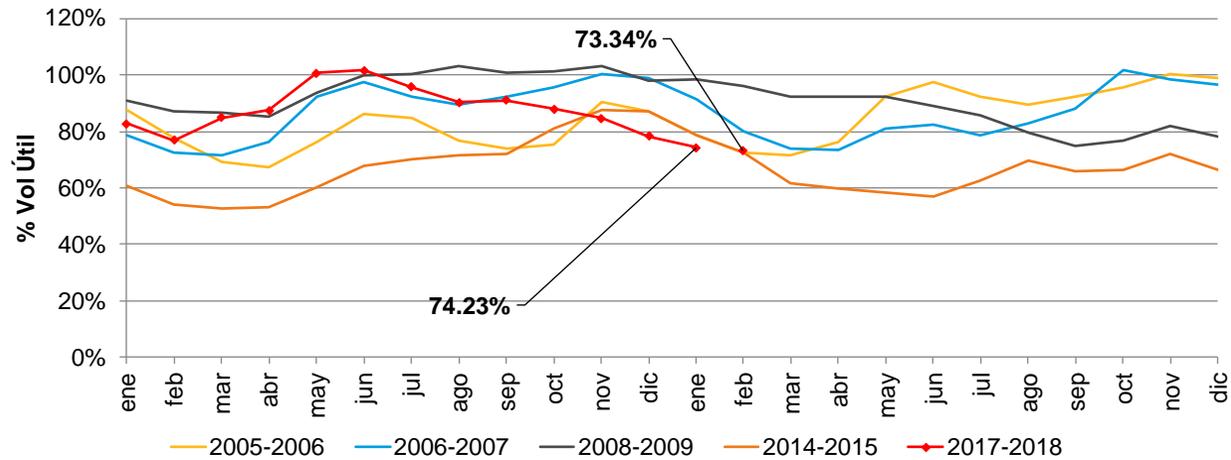
Valle



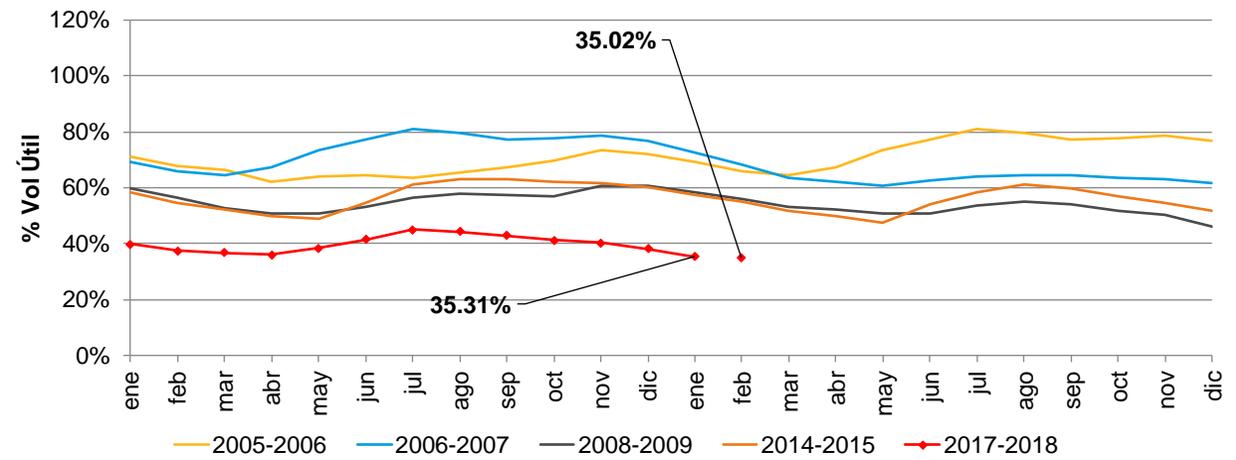
Evolución de principales embalses



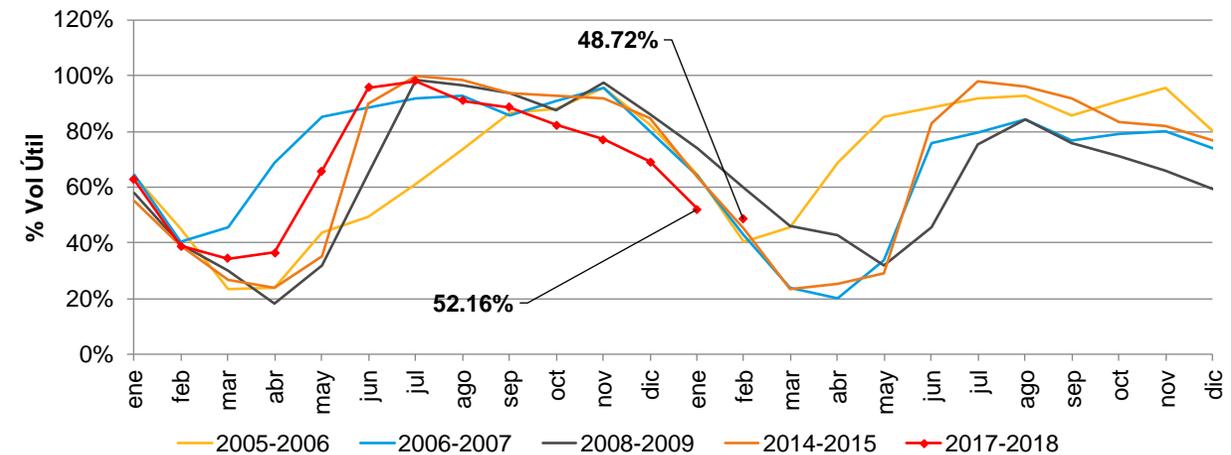
Peñol



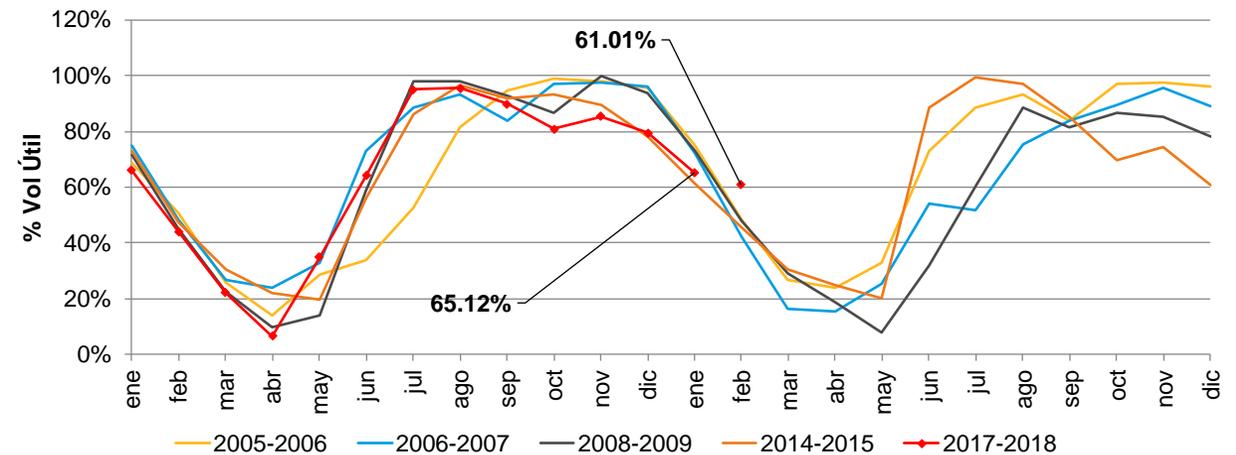
Agregado Bogotá



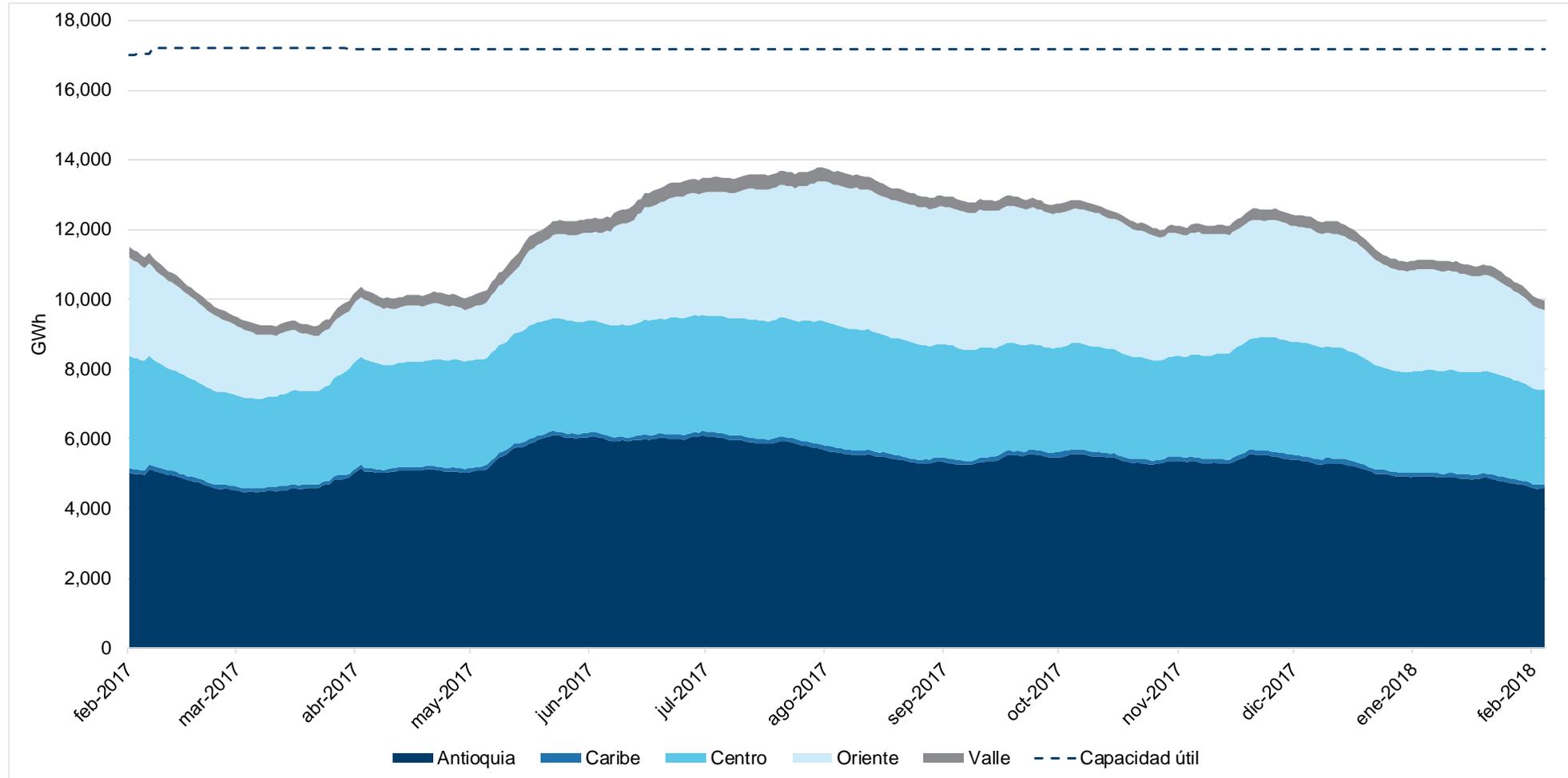
Guavio



Esmeralda - Chivor



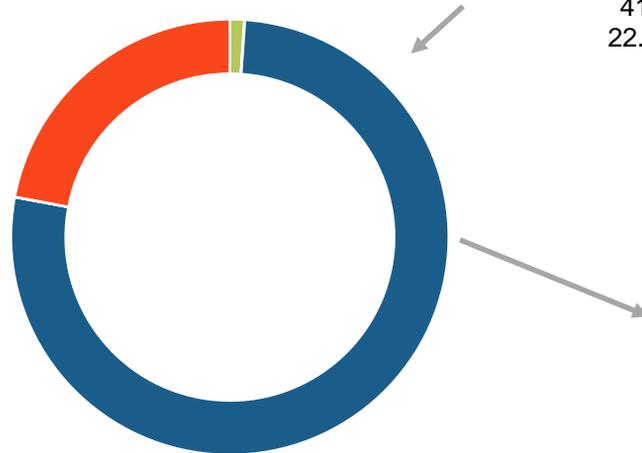
Reservas hídricas por regiones hidrológicas



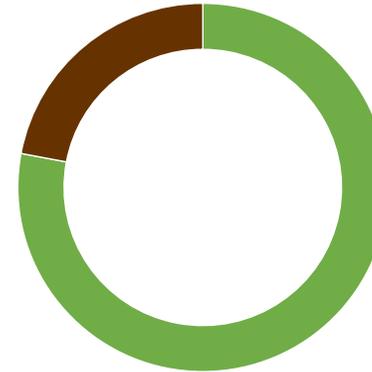
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 190.2 GWh-día

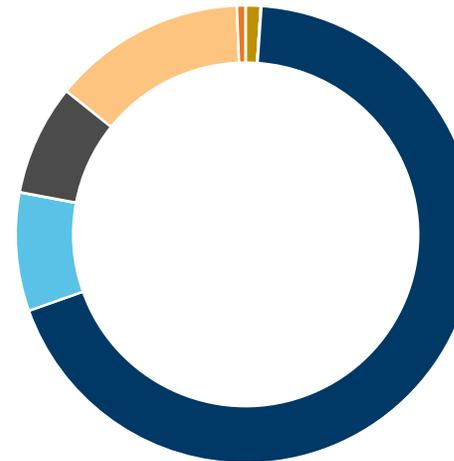
- Biomasa, 2.0, 1.1%
- Eolica, 0.1, 0.0%
- Hidraulica, 146.2, 76.8%
- Solar, 0.0, 0.0%
- Combustible fosil, 41.9, 22.0%



- Renovable 148.3 78.0%
- No renovable 41.9 22.0%

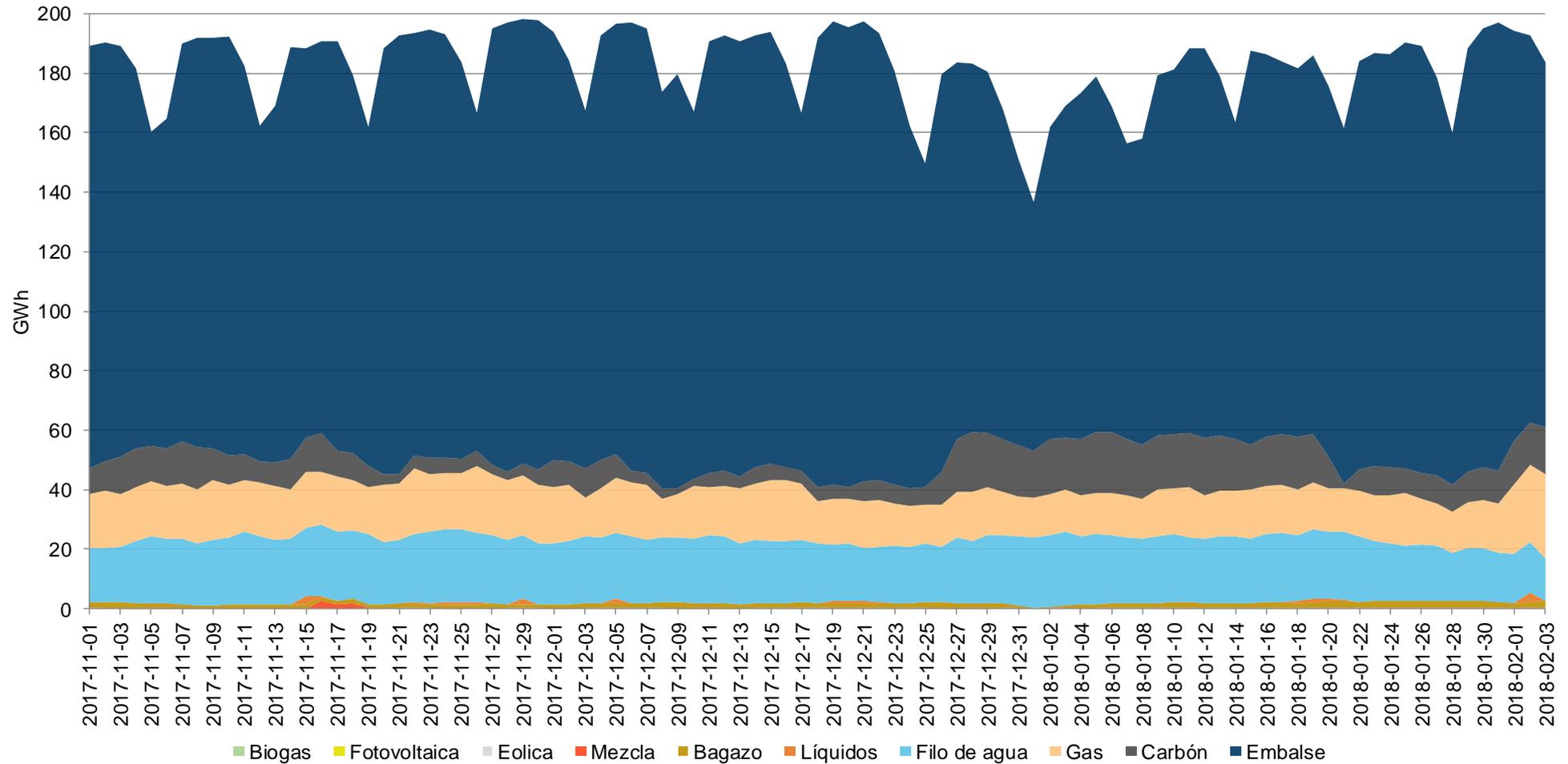


- Bagazo, 2.0, 1.1%
- Biogas, 0.0, 0.0%
- Eolica, 0.1, 0.0%
- Embalse, 130.3, 68.5%
- Filo de agua, 15.9, 8.4%
- Fotovoltaica, 0.0, 0.0%
- Carbón, 14.9, 7.8%
- Gas, 25.9, 13.6%
- Líquidos, 1.2, 0.6%
- Mezcla, 0.0, 0.0%

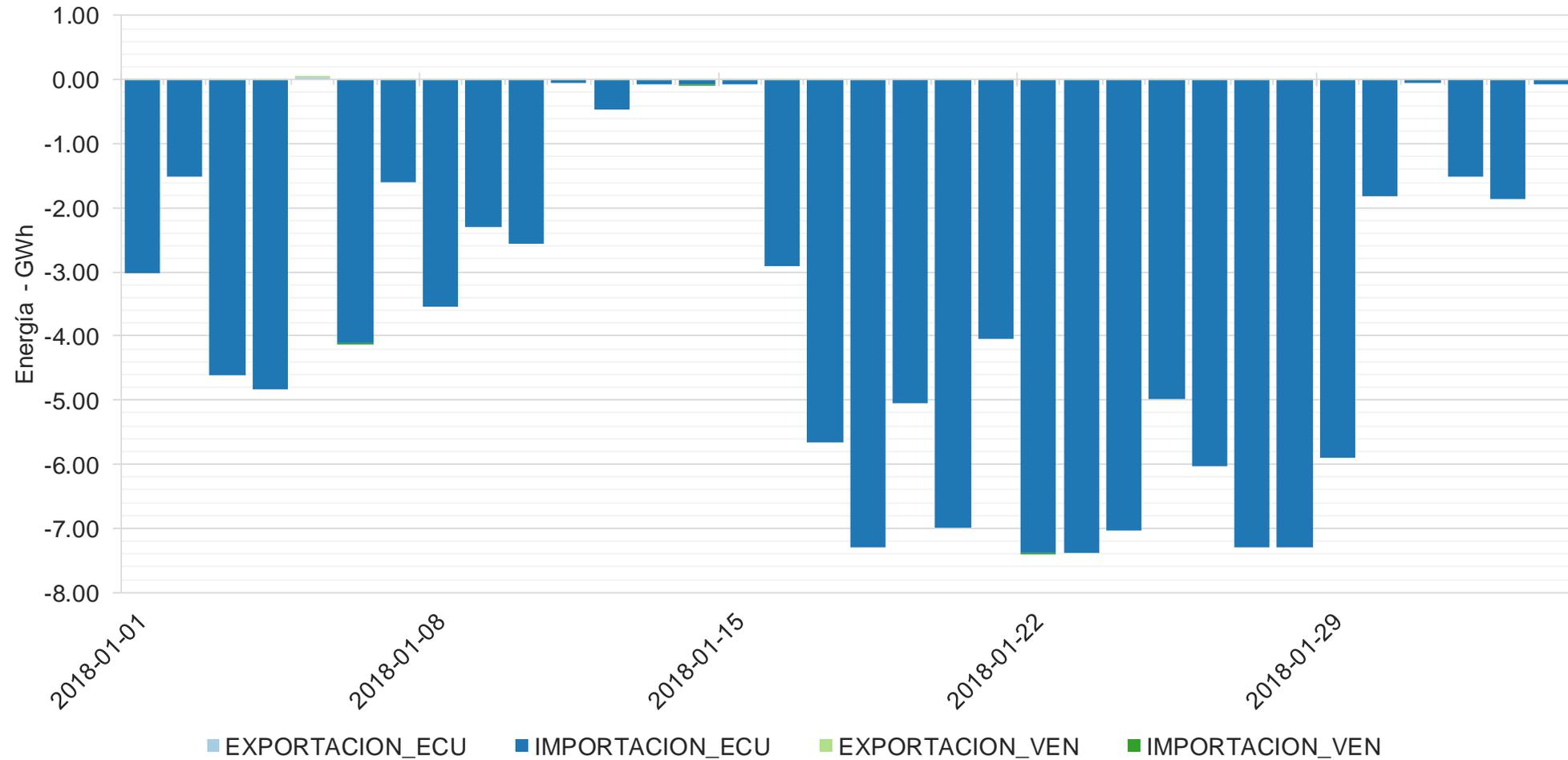


La generación por combustible se clasifica según el registro correspondiente al combustible principal de la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 3 de febrero de 2018

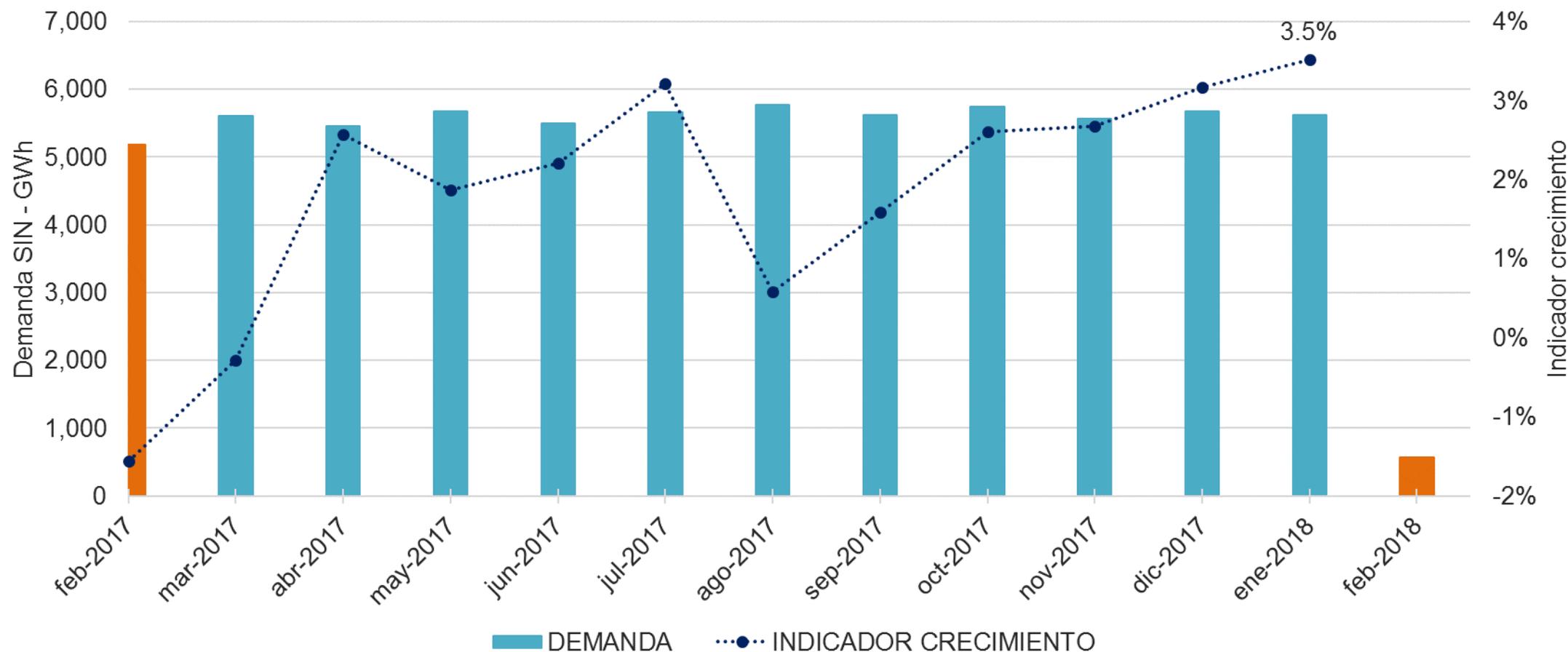
Generación diaria



Importaciones y exportaciones de energía



Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Panorama Energético

Supuestos considerados



Horizonte

2 años, resolución semanal

Demanda

Escenario medio UPME
(Act Jul/17) – Publicados en Sep/17.

Parámetros del SIN

- PARATEC
- Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Costos de racionamiento

Último Umbral UPME Ene/18.

Condición Inicial Embalse

Ene 28, 61.0%

Desbalance hídrico

14 GWh/día

Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución –
SNC
Ene/18 - Ene/19

Mín. Embaleses

MOI, MAX(MOS,NEP) Res.Semanal

Intercambios Internacionales

No se consideran

Información combustibles

Precios: UPME
Disponibilidad reportada por agentes

Expansión Generación

- Proyectos con OEF.
- Proyectos con OEF y concepto de conexión por parte de UPME

Panorama Energético Mediano Plazo



Resumen Casos

Caso

Caso 1

Caso 2

Caso 3

Caso 4

Caso 5

Hidrología

Esperado

Contingencia

CND

Esperado

Estocástico

Proyectos de generación

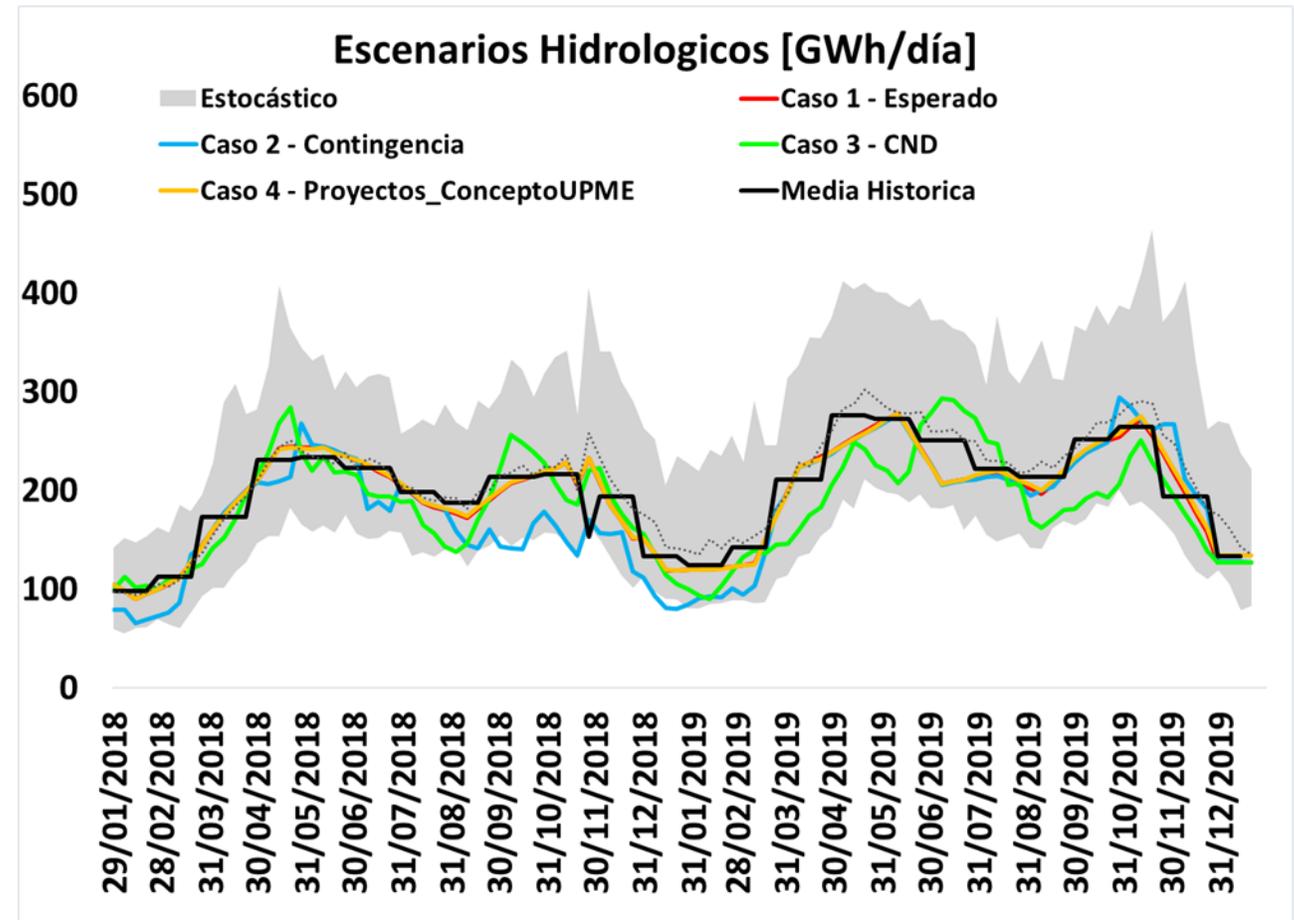
Con OEF

Con OEF+ con concepto UPME

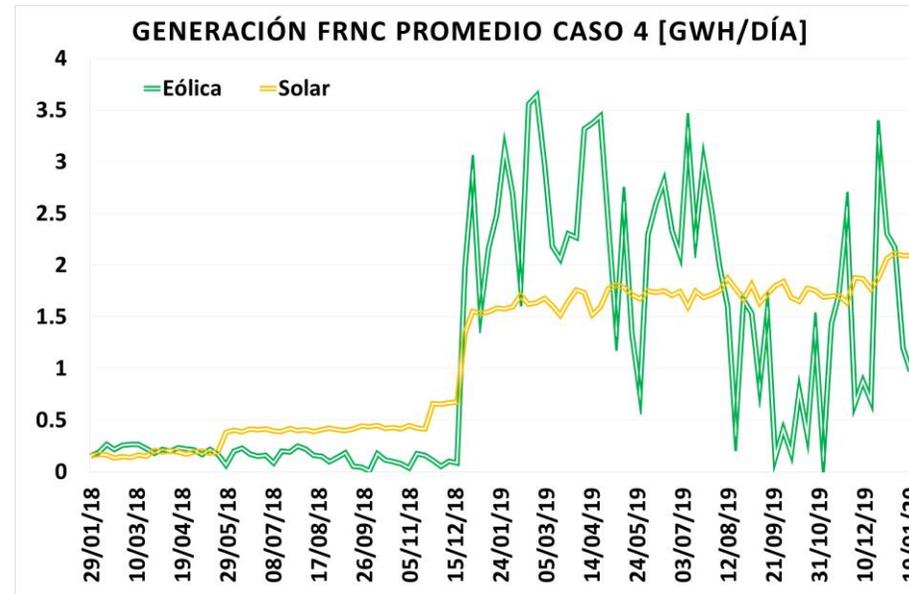
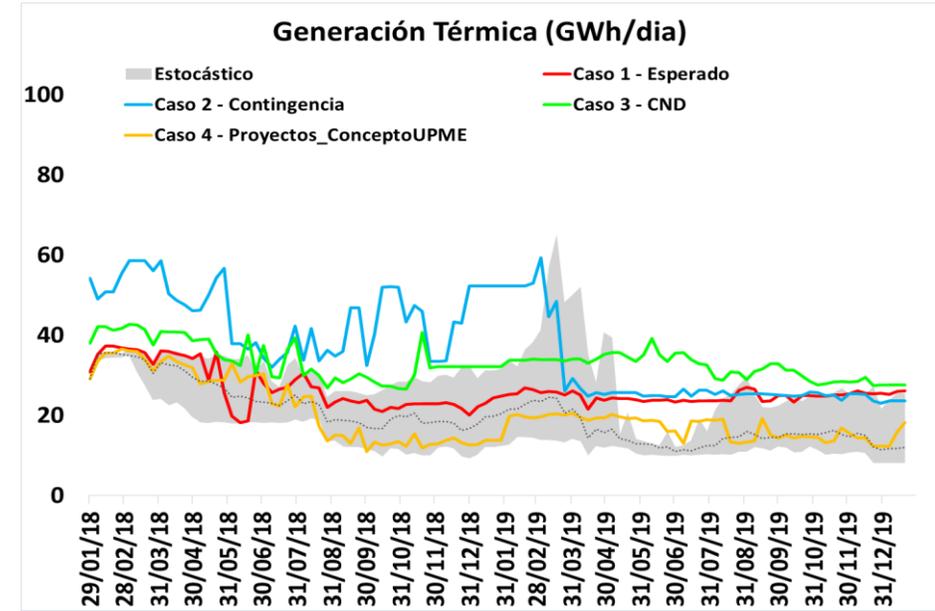
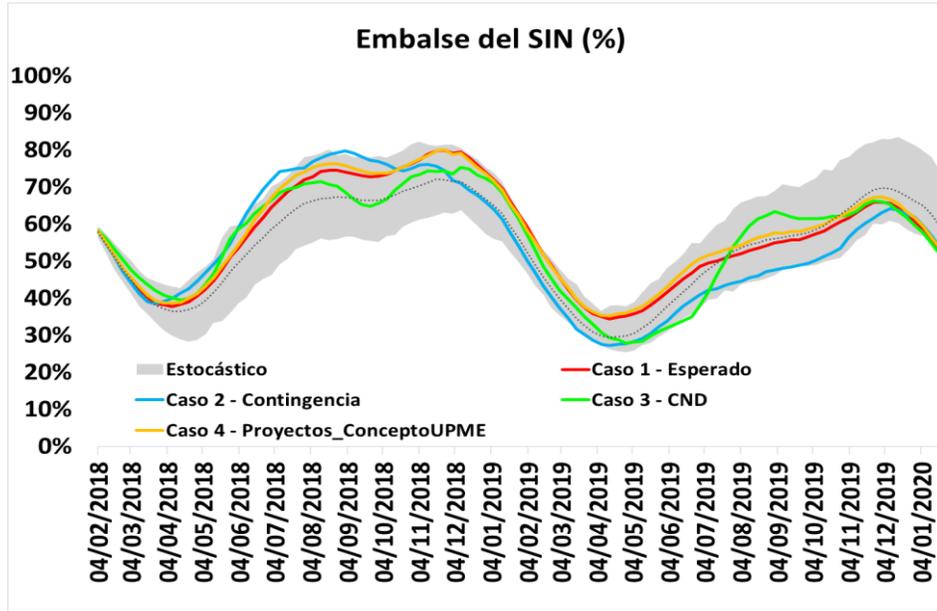
Con OEF

Total MW Proyectos futuros considerados

Tipo	Caso 1 - 2 -3 y 5	Caso 4
Hidráulico	1200	1488
Térmico	361	548
Solar	0	462
Eólico	0	232
Total	1561	2730



Panorama Energético Mediano Plazo



Conclusiones y recomendaciones



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

Para el caso contingencia la generación térmica alcanza valores semanales hasta 60 GWh/día finalizando la temporada seca 2017-2018 y durante la temporada seca 2018-2019.

Ante el escenario de entrada de proyectos de generación conceptuados por UPME, en el horizonte de análisis se observa una contribución de nuevos recursos renovables solares y eólicos que en forma semanal, puede alcanzar valores superiores a 5 GWh/día.

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

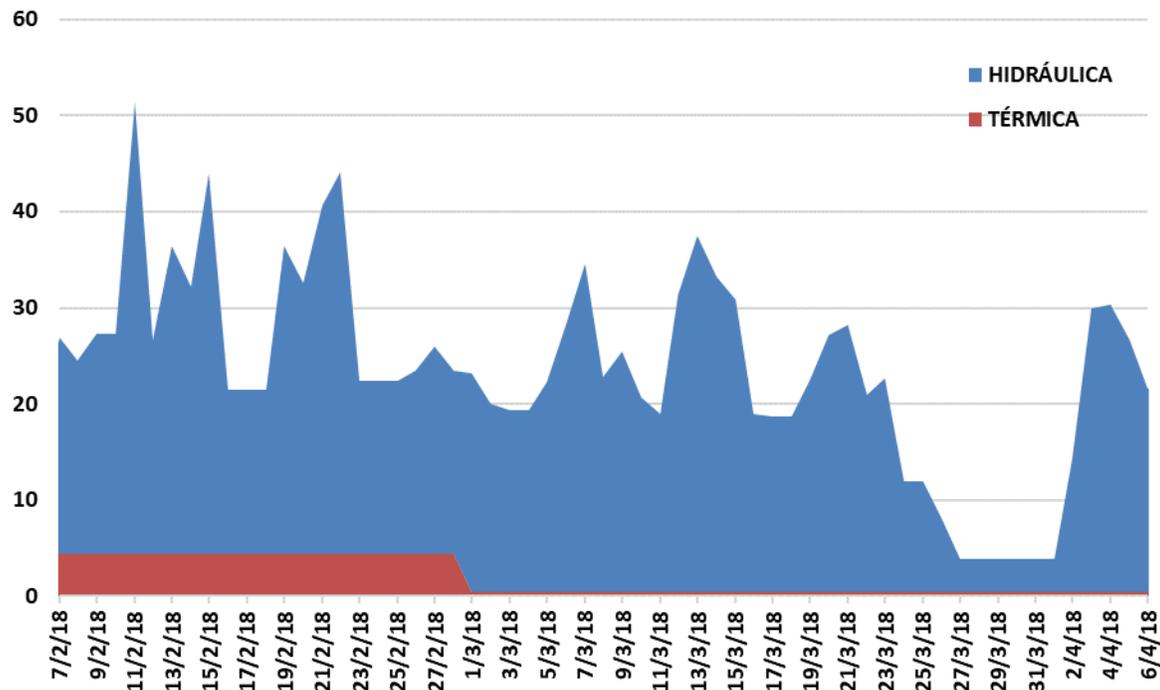
Mantenimientos de Generación

MANTENIMIENTOS DE GENERACIÓN

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

Periodo: 07/02/2018 a 06/04/2018

GENERACIÓN INDISPONIBLE [GWh/día]



Plantas Térmicas

UNIDAD	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	ESTADO ACTUAL	MW INDISPONIBLES
GECELCA 3	01/01/2018 0:00	28/02/2018 23:59	EnEjecucion	164
TERMODORADA 1	11/12/2017 0:00	30/05/2018 23:59	EnEjecucion	21

MANTENIMIENTOS DE GENERACIÓN



UNIDAD	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	ESTADO ACTUAL	MW INDISPONIBLES
PLAYAS 1	11/11/2017 0:00	20/02/2018 23:59	EnEjecucion	69
CHIVOR 7	22/01/2018 8:00	15/02/2018 17:00	EnEjecucion	125
SAN CARLOS 8	05/02/2018 7:00	11/02/2018 17:00	EnEjecucion	155
AMOYA LA ESPERANZA 1	06/02/2018 7:00	07/03/2018 17:00	Aprobada	40
AMOYA LA ESPERANZA 2	06/02/2018 7:00	07/03/2018 17:00	Aprobada	40
SAN CARLOS 7	06/02/2018 7:00	11/02/2018 17:00	Aprobada	155
GUAVIO 3	07/02/2018 6:00	18/02/2018 17:00	Aprobada	250
LA TASAJERA 3	07/02/2018 7:00	07/02/2018 17:00	Aprobada	102
ALTO ANCHICAYA 2	09/02/2018 0:00	13/02/2018 23:59	Aprobada	120
GUAVIO 1	10/02/2018 21:00	11/02/2018 9:00	Aprobada	250
GUAVIO 2	10/02/2018 21:00	11/02/2018 9:00	Aprobada	250
GUAVIO 4	10/02/2018 21:00	11/02/2018 9:00	Aprobada	250
GUAVIO 5	10/02/2018 21:00	11/02/2018 9:00	Aprobada	250
EL QUIMBO 1	12/02/2018 7:00	04/03/2018 23:59	Solicitada	198
URRA 2	12/02/2018 7:10	21/03/2018 17:00	Solicitada	85
GUAVIO 2	13/02/2018 0:00	13/02/2018 17:00	Solicitada	250
SAN CARLOS 3	13/02/2018 7:00	15/02/2018 17:00	Solicitada	155
GUADALUPE 41	14/02/2018 7:00	14/02/2018 22:00	Solicitada	67
CHIVOR 4	14/02/2018 8:00	14/02/2018 17:00	Solicitada	125

MANTENIMIENTOS DE GENERACIÓN



UNIDAD	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	ESTADO ACTUAL	MW INDISPONIBLES
CUCUANA 1	15/02/2018 0:00	22/02/2018 23:59	Solicitada	30
GUAVIO 5	15/02/2018 0:00	15/02/2018 17:00	Solicitada	250
LA GUACA 3	15/02/2018 6:00	15/02/2018 17:00	Solicitada	108
PARAISO 2	15/02/2018 6:00	15/02/2018 17:00	Solicitada	92
GUADALUPE 33	15/02/2018 7:00	15/02/2018 16:00	Solicitada	45
GUADALUPE 43	15/02/2018 7:00	15/02/2018 16:00	Solicitada	35
CHIVOR 5	15/02/2018 8:00	15/02/2018 17:00	Solicitada	125
GUADALUPE 33	19/02/2018 0:00	19/02/2018 23:59	Solicitada	45
GUADALUPE 34	19/02/2018 0:00	22/02/2018 22:00	Solicitada	45
GUADALUPE 35	19/02/2018 0:00	19/02/2018 23:59	Solicitada	45
GUADALUPE 36	19/02/2018 0:00	19/02/2018 23:59	Solicitada	45
GUADALUPE 41	19/02/2018 0:00	19/02/2018 23:59	Solicitada	75
GUADALUPE 43	19/02/2018 0:00	19/02/2018 23:59	Solicitada	0
TRONERAS 1	19/02/2018 0:00	19/02/2018 23:59	Solicitada	21
TRONERAS 2	19/02/2018 0:00	19/02/2018 23:59	Solicitada	14
SAN CARLOS 5	19/02/2018 7:00	19/02/2018 15:00	Solicitada	155
SAN CARLOS 6	19/02/2018 7:00	25/03/2018 17:00	Solicitada	155
SOGAMOSO 1	19/02/2018 7:00	22/02/2018 17:00	Solicitada	273
ALTO ANCHICAYA 3	20/02/2018 0:00	01/03/2018 23:59	Solicitada	120

MANTENIMIENTOS DE GENERACIÓN



UNIDAD	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	ESTADO ACTUAL	MW INDISPONIBLES
BAJO ANCHICAYA 1	20/02/2018 0:00	01/03/2018 23:59	Solicitada	13
GUADALUPE 43	20/02/2018 0:00	22/02/2018 22:00	Solicitada	35
GUATAPE 5	20/02/2018 7:00	20/02/2018 17:00	Solicitada	70
GUAVIO 5	21/02/2018 0:00	21/02/2018 17:00	Solicitada	250
PLAYAS 1	21/02/2018 0:00	10/03/2018 23:59	Solicitada	69
ESMERALDA 1	21/02/2018 5:00	23/02/2018 0:00	Solicitada	15
ESMERALDA 2	21/02/2018 5:00	23/02/2018 0:00	Solicitada	15
CHIVOR 3	21/02/2018 8:00	21/02/2018 17:00	Solicitada	125
GUAVIO 1	22/02/2018 0:00	22/02/2018 17:00	Solicitada	250
LA GUACA 1	22/02/2018 6:00	22/02/2018 17:00	Solicitada	108
PARAISO 1	22/02/2018 6:00	22/02/2018 17:00	Solicitada	92
GUATAPE 6	22/02/2018 7:00	22/02/2018 17:00	Solicitada	70
CUCUANA 2	23/02/2018 0:00	02/03/2018 23:59	Solicitada	30
SAN FRANCISCO 1	26/02/2018 7:00	28/02/2018 17:00	Solicitada	45
LA TASAJERA 1	27/02/2018 7:00	27/02/2018 17:00	Solicitada	102
EL QUIMBO 2	01/03/2018 7:00	20/03/2018 23:59	Solicitada	198
BETANIA 3	05/03/2018 7:00	26/03/2018 17:00	Solicitada	180
GUATAPE 7	05/03/2018 7:00	04/05/2018 17:00	Solicitada	70
GUATAPE 8	05/03/2018 7:00	04/05/2018 17:00	Solicitada	70

MANTENIMIENTOS DE GENERACIÓN



UNIDAD	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	ESTADO ACTUAL	MW INDISPONIBLES
GUAVIO 4	06/03/2018 6:00	07/03/2018 17:00	Solicitada	250
BAJO ANCHICAYA 2	07/03/2018 0:00	16/03/2018 23:59	Solicitada	13
GUAVIO 3	07/03/2018 0:00	07/03/2018 17:00	Solicitada	250
GUADALUPE 31	08/03/2018 7:00	08/03/2018 16:00	Solicitada	45
GUADALUPE 43	08/03/2018 7:00	08/03/2018 16:00	Solicitada	45
LA GUACA 2	09/03/2018 6:00	09/03/2018 17:00	Solicitada	108
PARAISO 3	09/03/2018 6:00	09/03/2018 17:00	Solicitada	92
LA GUACA 1	12/03/2018 7:00	15/03/2018 17:00	Solicitada	108
PARAISO 1	12/03/2018 7:00	15/03/2018 17:00	Solicitada	92
SAN FRANCISCO 2	12/03/2018 7:00	13/03/2018 17:00	Solicitada	45
SOGAMOSO 3	12/03/2018 7:00	15/03/2018 17:00	Solicitada	273
GUAVIO 5	13/03/2018 0:00	13/03/2018 17:00	Solicitada	250
AMOYA LA ESPERANZA 2	14/03/2018 7:00	14/03/2018 17:00	Solicitada	40
GUADALUPE 32	14/03/2018 7:00	14/03/2018 16:00	Solicitada	45
GUADALUPE 43	14/03/2018 7:00	14/03/2018 16:00	Solicitada	35
TRONERAS 1	15/03/2018 7:00	15/03/2018 16:00	Solicitada	20
SAN CARLOS 5	19/03/2018 7:00	19/03/2018 15:00	Solicitada	155
LA GUACA 3	20/03/2018 7:00	23/03/2018 17:00	Solicitada	108
PARAISO 2	20/03/2018 7:00	23/03/2018 17:00	Solicitada	92

MANTENIMIENTOS DE GENERACIÓN



UNIDAD	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	ESTADO ACTUAL	MW INDISPONIBLES
SAN CARLOS 4	20/03/2018 7:00	22/03/2018 17:00	Solicitada	155
AMOYA LA ESPERANZA 1	21/03/2018 7:00	21/03/2018 17:00	Solicitada	40
GUADALUPE 43	21/03/2018 7:00	21/03/2018 16:00	Solicitada	67
PORCE II 1	21/03/2018 7:00	21/03/2018 22:00	Solicitada	135
TRONERAS 2	22/03/2018 7:00	22/03/2018 16:00	Solicitada	20
GUAVIO 1	23/03/2018 0:00	23/03/2018 17:00	Solicitada	250
SAN CARLOS 5	02/04/2018 7:00	06/05/2018 17:00	Solicitada	155
SAN CARLOS 6	02/04/2018 7:00	04/04/2018 17:00	Solicitada	155
URRA 1	02/04/2018 7:10	10/04/2018 17:00	Solicitada	83
SAN FRANCISCO 3	02/04/2018 8:00	03/08/2018 17:00	Solicitada	45
GUAVIO 2	03/04/2018 6:00	15/04/2018 0:00	Solicitada	250
AMOYA LA ESPERANZA 1	03/04/2018 7:00	03/04/2018 17:00	Solicitada	40
GUADALUPE 36	03/04/2018 7:00	09/04/2018 22:00	Solicitada	45
GUADALUPE 43	03/04/2018 7:00	09/04/2018 22:00	Solicitada	35
GUATAPE 1	03/04/2018 7:00	03/04/2018 17:00	Solicitada	70
JAGUAS 1	03/04/2018 7:00	05/04/2018 17:00	Solicitada	85
CHIVOR 6	03/04/2018 8:00	27/04/2018 17:00	Solicitada	125
CHIVOR 2	04/04/2018 8:00	04/04/2018 17:00	Solicitada	125
CHIVOR 8	05/04/2018 8:00	05/04/2018 17:00	Solicitada	125



Mantenimientos de Transmisión

MANTENIMIENTOS DE TRANSMISIÓN



<i>feb-2018</i>	Breve descripción del mantenimiento:	AP Fundación Condensador Paralelo 01 39.5 MVAR 230 kV)
	Fecha de iniciación:	06/02/2018
	Duración estimada (horas o días):	09/02/2018
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Guajira
★	Breve descripción del mantenimiento:	AP Termoflores II Nueva Barranquilla 2 220 kV
	Fecha de iniciación:	07/02/2018
	Duración estimada (horas o días):	07/02/2018
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Flores 1 o Flores IV, Tebsa 110 kV, Barranquillas 3-4 110 kV y limitación de la generación de Flores IV.
★	Breve descripción del mantenimiento:	AP Termoflores II Nueva Barranquilla 1 220 kV
	Fecha de iniciación:	08/02/2018
	Duración estimada (horas o días):	08/02/2018
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Flores 1 o Flores IV, Tebsa 110 kV, Barranquillas 3-4 110 kV y limitación de la generación de Flores IV.
	Breve descripción del mantenimiento:	AP Fundación Condensador Paralelo 02 2x20 MVAR 230 kV)
	Fecha de iniciación:	10/02/2018
	Duración estimada (horas o días):	13/02/2018
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Guajira
★	Breve descripción del mantenimiento:	AP Circuito Cerromatoso Porce III 1 500 kV
	Fecha de iniciación:	14-15-16/02/2018
	Duración estimada (horas o días):	14-15-16/02/2018
	Restricción estimada:	Probabilidad de incremento de la generación del área Caribe por disminución del límite de importación del área.
★	Breve descripción del mantenimiento:	AP Circuito Cerromatoso Chinu 1 500 kV
	Fecha de iniciación:	15/02/2018
	Duración estimada (horas o días):	15/02/2018
	Restricción estimada:	Probabilidad de incremento de la generación del área Caribe por disminución del límite de importación del área.

MANTENIMIENTOS DE TRANSMISIÓN



Breve descripción del mantenimiento:	AP Circuito Nueva Barranquilla Sabanalarga 2 220 kV
Fecha de iniciación:	15/02/2018
Duración estimada (horas o días):	15/02/2018
Restricción estimada:	Probabilidad de limitacion de la generacion de Tebsa
Breve descripción del mantenimiento:	AP Circuito Sabanalarga Baranoa 1 110 kV
Fecha de iniciación:	15/02/2018
Duración estimada (horas o días):	15/02/2018
Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Flores 1 o Flores IV
Breve descripción del mantenimiento:	AP Circuitos Nueva Barranquilla Sabanalarga 2 y 3 220 kV
Fecha de iniciación:	16/02/2018
Duración estimada (horas o días):	16/02/2018
Restricción estimada:	Probabilidad de limitacion de la generacion de Tebsa
Breve descripción del mantenimiento:	AP Circuito Silencio Veinte de Julio 1 110 kV
Fecha de iniciación:	18/02/2018
Duración estimada (horas o días):	18/02/2018
Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generacion en Flores 1 o Flores IV
Breve descripción del mantenimiento:	AP Transformador Cartagena 4 100 MVA 220/66 kV
Fecha de iniciación:	18/02/2018
Duración estimada (horas o días):	18/02/2018
Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generacion en Proelectrica.
Breve descripción del mantenimiento:	AP Circuito Tebsa Veinte de Julio 1 110 kV
Fecha de iniciación:	18/02/2018
Duración estimada (horas o días):	18/02/2018
Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generacion en Flores 1 o Flores IV

MANTENIMIENTOS DE TRANSMISIÓN



Breve descripción del mantenimiento:	AP Circuito Termoflores I Oasis 1 110 kV
Fecha de iniciación:	18-19-20-21-22/02/2018
Duración estimada (horas o días):	18-19-20-21-22/02/2018
Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Tebsa o Barranquillas 3-4 a 110 kV
Breve descripción del mantenimiento:	AP Circuitos Guajira Cuestecitas 1 y 2 220 kV
Fecha de iniciación:	18/02/2018
Duración estimada (horas o días):	18/02/2018
Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Guajira
Breve descripción del mantenimiento:	AP Circuito Valledupar Cuestecitas 1 220 kV
Fecha de iniciación:	19-20-21-22/02/2018
Duración estimada (horas o días):	19-20-21-22/02/2018
Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Guajira
Breve descripción del mantenimiento:	AP Circuito Nueva Barranquilla Sabanalarga 3 220 kV
Fecha de iniciación:	19-20/02/2018
Duración estimada (horas o días):	19-20/02/2018
Restricción estimada:	Probabilidad de limitacion de la generacion de Tebsa

MANTENIMIENTOS DE TRANSMISIÓN



mar-2018	Breve descripción del mantenimiento:	AP Transformador 3 180 MVA 220/110/46 kV
	Fecha de iniciación:	02/03/2018
	Duración estimada (horas o días):	02/03/2018
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generacion en barranquillas 3-4, Tebsa, Flores 1 y Flores IV a 110 kV
	Breve descripción del mantenimiento:	AP Circuito Tebsa Veinte de Julio 1 110 kV
	Fecha de iniciación:	03/03/2018
	Duración estimada (horas o días):	03/03/2018
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generacion en Flores 1 o Flores IV
	Breve descripción del mantenimiento:	AP SVC Chinu Compensador Estatico
	Fecha de iniciación:	04/03/2018
	Duración estimada (horas o días):	05/03/2018
	Restricción estimada:	Probabilidad de incremento de la generacion del area Caribe
	Breve descripción del mantenimiento:	AP Circuito El Rio Oasis 1 110 kV
	Fecha de iniciación:	04/03/2018
	Duración estimada (horas o días):	04/03/2018
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generacion en Flores 1 o Flores IV
	Breve descripción del mantenimiento:	AP Circuito Tebsa El Rio 1 110 kV
	Fecha de iniciación:	04/03/2018
	Duración estimada (horas o días):	04/03/2018
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generacion en Flores 1 o Flores IV
	Breve descripción del mantenimiento:	AP Circuito Fundacion Sabanalarga 3 220 kV
	Fecha de iniciación:	06-07/032018
	Duración estimada (horas o días):	06-07/03/2018
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Guajira

MANTENIMIENTOS DE TRANSMISIÓN



Breve descripción del mantenimiento:	AP Circuito Sabanalarga Baranoa 1 110 kV
Fecha de iniciación:	07/03/2018
Duración estimada (horas o días):	07/03/2018
Restricción estimada:	Probabilidad de generacion en Flores 1 o Flores IV
Breve descripción del mantenimiento:	AP Fundacion Condensador Paralelo 02 2x20 MVAR 230 kV
Fecha de iniciación:	07/03/2018
Duración estimada (horas o días):	07/03/2018
Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Guajira



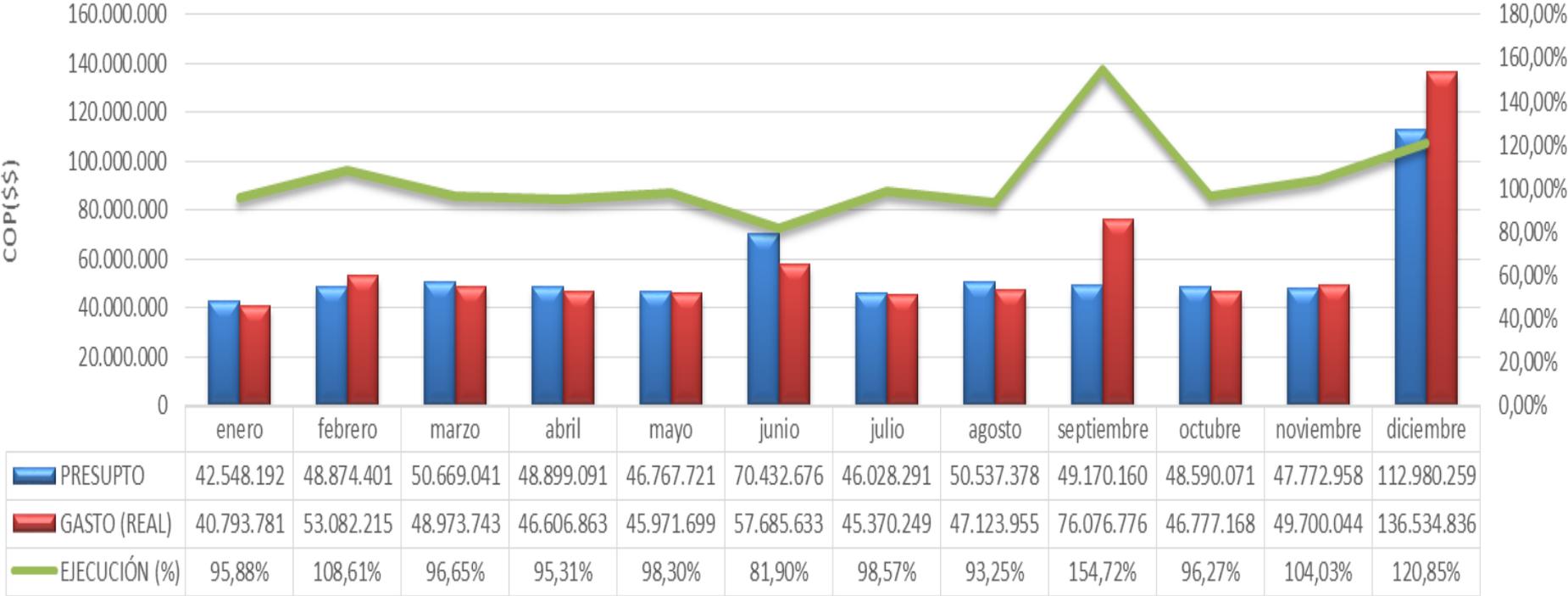
Calle 12 sur 18 - 168 Bloque 2
PBX (57 4) 317 2244 - FAX (57 4) 317 0989
@XM_filial_ISA
Medellín - Colombia

una empresa ISA

4. INFORME SECRETARIO TÉCNICO

4.1. Seguimiento a la ejecución presupuestal 2017.

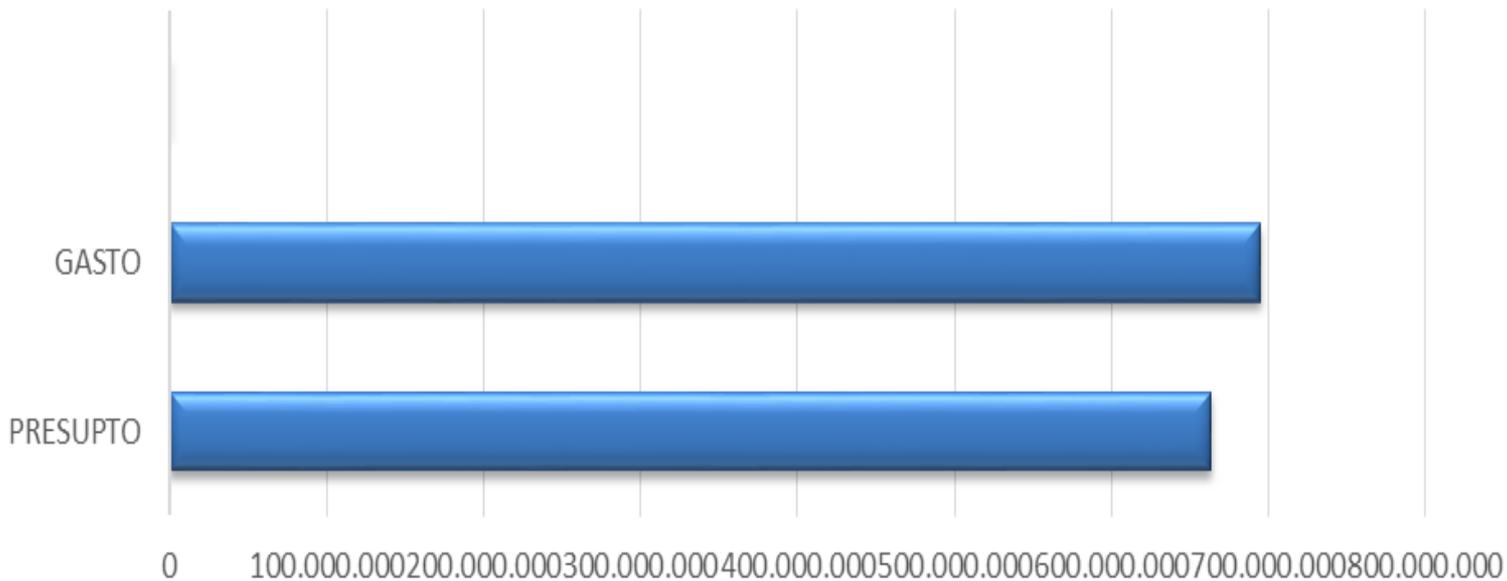
EJECUCIÓN PRESUPUESTAL MENSUAL_2017
(Ejecutado a diciembre de 2017)



Comentarios a la ejecución presupuestal.

- Mayor ejecución presupuestal mes de diciembre.** Obedece a mayores gastos principalmente, entre otros, a (i) Comisión fiduciaria (nuevos contratos: CDT del Gas y Hotel Marriot), (ii) Estudios, honorarios y gastos (Contrato CDT del Gas) e (iii) IVA (principalmente por el contrato del CDT del Gas).

ACUMULADO A DICIEMBRE-2017



	PRESUPTO	GASTO	
■ ACUMULADO A DICIEMBRE-2017	663.270.239	694.696.962	104,74%

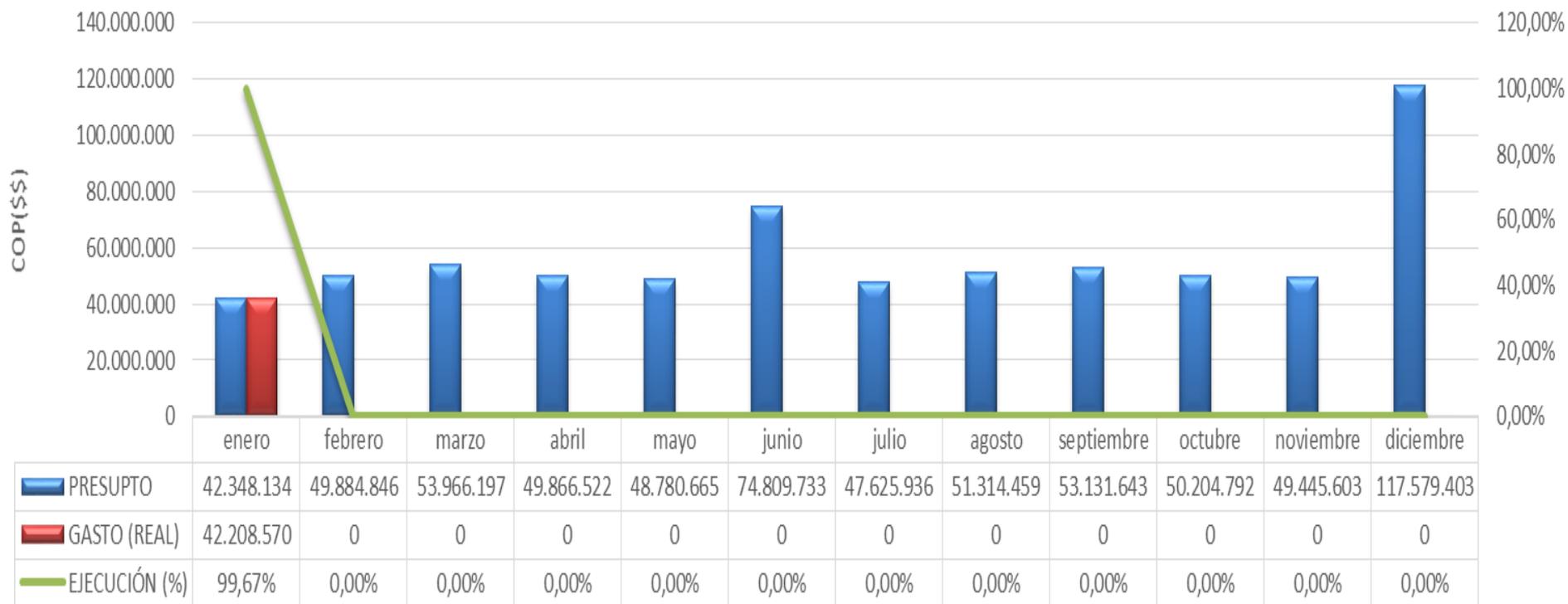
Comentarios a la ejecución presupuestal acumulada a diciembre 2017.

- ❑ El valor total del gasto real acumulado a diciembre de 2017 fue superior en un 4,74% al valor presupuestado para 2017, fundamentalmente por el contrato para servicios suscrito con el CDT del Gas (Aseguramiento metrológico equipos medición DPHC).
- ❑ El excedente del año 2017 resultante de la ejecución presupuestal fue de \$98.675.285.

EJECUCION PRESUPUESTAL A NOVIEMBRE - PROYECTADO DICIEMBRE 2017

	DESCRIPCION	PRESUPUESTO MES 2017	PRESUPUESTO ANUAL 2017		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
A. GASTOS GENERALES																
A.1	Alquiler y admn oficina	3.908.197	46.898.367	PRESUPUESTO		3.623.169	3.623.169	3.623.169	3.623.169	3.623.169	4.111.789	4.111.789	4.111.789	4.111.789	4.111.789	8.223.577
				GASTO	0	3.744.983	3.684.076	3.684.076	3.684.076	3.684.076	3.944.604	3.944.604	3.944.604	3.944.854	3.944.854	7.889.208
A.2	Servicios públicos (agua,Luz, Teléfono, TV)	259.433	3.113.202	PRESUPUESTO	310.409	223.409	310.409	223.409	223.409	310.409	223.409	223.409	310.409	223.409	223.409	307.703
				GASTO	270.312	208.452	285.241	183.248	159.833	232.911	152.781	231.431	154.301	240.001	158.961	76.161
A.3	Internet	552.635	6.631.625	PRESUPUESTO	552.635	552.635	552.635	552.635	552.635	552.635	552.635	552.635	552.635	552.635	552.635	552.640
				GASTO	544.883	549.556	717.817	0	293.370	216.166	216.166	216.166	216.166	366.166	216.166	224.894
A.4	Aseo , Cafeteria,Aseo Oficina	94.607	1.135.279	PRESUPUESTO	62.000	119.929	62.000	119.929	62.000	119.929	62.000	119.929	62.000	119.929	62.000	163.634
				GASTO	46.000	137.200	23.000	154.750	46.000	155.250	46.000	126.970	46.000	160.740	46.000	151.920
A.5	Celular y llamadas larga distancia	373.716	4.484.593	PRESUPUESTO	372.722	372.722	372.722	372.722	372.722	372.722	372.722	372.722	372.722	372.722	372.722	384.651
				GASTO	383.665	398.535	138.659	10.100	216.388	163.820	163.832	163.832	163.832	327.664	163.832	173.971
A.6	Gastos de viaje	691.736	8.300.834	PRESUPUESTO			1.819.667			1.819.667		1.819.667	1.022.166		1.819.667	
				GASTO	855.720	101.400	303.030	887.207	0	0	0	0	0	0	0	0
A.7	Papelería y fotocopias	21.851	262.218	PRESUPUESTO		43.703,00		43.703,00		43.703		43.703		43.703		43.703
				GASTO	0	33.550	212.300	31.900	0	56.350	0	8.200	0	3.600	0	86.550
A.8	Gastos reuniones	3.336.907	40.042.883	PRESUPUESTO	1.761.313	4.825.000	3.061.313	4.025.000	2.561.313	3.525.000	2.061.313	3.525.000	2.061.313	3.525.000	2.061.313	7.050.005
				GASTO	705.900	7.206.016	3.520.347	2.341.636	2.728.200	3.168.352	1.748.352	3.853.982	1.547.600	3.038.252	6.812.385	1.996.386
A.9	Mensajería y correo	77.048	924.572	PRESUPUESTO	127.000	52.000	52.000	127.000	52.000	52.000	127.000	52.000	52.000	127.000	52.000	52.572
				GASTO	113.900	100.200	77.700	122.900	109.400	50.100	41.300	32.100	128.700	65.600	103.000	13.800
A.10	Comisión fiduciaria	1.338.104	16.057.247	PRESUPUESTO	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104
				GASTO	1.316.825	1.316.825	2.633.649	1.316.825	1.316.825	1.316.825	1.316.825	1.316.825	1.316.825	1.316.825	1.316.825	2.194.708
A.11	Transporte (taxis, buses)	20.399	244.787	PRESUPUESTO	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.398
				GASTO	14.000	27.000	10.000	14.000	11.000	8.800	8.800	8.000	4.400	0	21.200	73.200
A.12	Elementos de oficina	252.574	3.030.892	PRESUPUESTO	757.723			757.723				757.723				757.723
				GASTO	887.759	40.000	0	714.286	0	0	756.303	0	0	0	0	700.252
A.13	Contribución Económica 4 x 1000	187.161	2.245.926	PRESUPUESTO	187.148	187.148	187.148	187.148	187.148	187.148	187.148	187.148	187.148	187.148	187.148	187.298
				GASTO	162.525	211.483	189.868	185.685	182.831	229.823	180.756	187.745	303.095	186.363	198.008	536.555
A.14	Mantenimiento página "Web" y Equipos de Oficina	371.536	4.458.437	PRESUPUESTO	273.000	273.000	273.000	273.000	868.000	273.000	273.000	273.000	273.000	860.437	273.000	273.000
				GASTO	256.772	256.772	271.536	331.536	586.173	271.536	271.536	271.536	799.536	523.636	321.536	271.536
A.15	Costos funcionamiento (50%) Comité Coord. Gas Electricidad	371.738	4.460.856	PRESUPUESTO	371.738	371.738	371.738	371.738	371.738	371.738	371.738	371.738	371.738	371.738	371.738	371.738
				GASTO	239.750	327.770	217.350	217.993	287.929	217.350	217.350	191.210	140.000	140.000	140.000	140.000
	Subtotal gastos generales	11.857.643	142.291.718	PRESUPUESTO MES	6.134.191	12.002.956	12.044.304	12.035.679	10.232.637	12.609.623	9.701.257	13.768.966	10.735.423	11.854.013	11.445.924	19.726.746
				GASTO MES	5.798.010	14.659.741	12.284.573	10.196.141	9.622.024	9.771.359	9.064.606	10.552.600	8.765.058	10.313.701	13.442.767	14.529.141
B.1	Secretario Técnico	27.441.844	356.743.968	PRESUPUESTO	27.441.844	27,441,844	27,441,844	27,441,844	27,441,844	27,441,844	27,441,844	27,441,844	27,441,844	27,441,844	27,441,844	54,883,684
				GASTO	27,441,844	27,441,844	27,441,844	27,441,844	27,441,844	27,441,844	27,441,844	27,441,844	27,441,844	27,441,844	27,441,844	54,883,688
B.2	Honorarios Abogados Externos	3.042.779	6.085.557	PRESUPUESTO						3.042.778						3.042.779
				GASTO	0	0	0	0	0	7.635.516	0	0	0	0	0	1.796.592
B.3	Auxiliar Administrativo	1.952.646	25.384.401	PRESUPUESTO	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	3.905.295
				GASTO	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	3.905.292
B.4	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	973.353
				GASTO	0	1.946.712	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	1.973.356
B.5	Estudios-Honorarios-Gastos	2.166.667	26.000.000	PRESUPUESTO							13.000.000					13.000.000
				GASTO	0	0	0	0	0	0	2.000.000	0	0	26.208.332	0	40.201.847
	Subtotal honorarios	35.577.291	425.894.195	PRESUPUESTO MES	30.367.846	30.367.846	30.367.846	30.367.846	30.367.846	46.410.624	30.367.846	30.367.846	30.367.846	30.367.846	30.367.846	75.805.111
				GASTO MES	29.394.490	31.341.202	30.367.846	30.367.846	30.367.846	40.093.362	30.367.846	30.367.846	56.576.178	30.367.846	30.367.846	102.760.775
C. IVA - OTROS GASTOS																
C.1.	IVA, 16% DE D.T	7.221.126	86.653.514	PRESUPUESTO	6.046.155	6.503.599	6.149.188	6.495.566	6.167.238	9.304.727	5.959.188	6.400.566	5.959.188	6.368.212	5.959.188	15.340.699
				GASTO	5.601.280	7.081.272	6.321.324	6.042.876	5.981.829	7.910.912	5.937.797	6.203.509	10.735.540	6.095.621	5.889.431	19.244.920
C.2.	ADQUISICION MUEBLES Y EQUIPOS	0	0	PRESUPUESTO												
				GASTO												
C.3.	IMPREVISTOS (BALANCE)	702.568	8.430.812	PRESUPUESTO			2.107.703,00				2.107.703,00		2.107.703,00			2.107.703,00
				GASTO			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Subtotal IVA y otros	7.923.694	95.084.326	PRESUPUESTO MES	6.046.155	6.503.599	8.256.891	6.495.566	6.167.238	11.412.430	5.959.188	6.400.566	8.066.891	6.368.212	5.959.188	17.448.402
				GASTO MES	5.601.280	7.081.272	6.321.324	6.042.876	5.981.829	7.910.912	5.937.797	6.203.509	10.735.540	6.095.621	5.889.431	19.244.920
TOTAL		55.358.628	663.270.240	PRESUPUESTO MES	42.548.192	48.874.401	50.669.041	48.899.091	46.767.721	70.432.676	46.028.291	50.537.378	49.170.160	48.590.071	47.772.958	112.980.259
				GASTO MES	40.793.781	53.082.215	48.973.743	46.606.863	45.971.699	57.685.633	45.370.249	47.123.955	76.076.776	46.777.168	49.700.044	136.534.836
		\$ 14.739.339	\$ 221.090.080	Presupuesto Cuatrimestre		190.990.725				213.766.066					258.513.448	
		\$ 44.218.016	\$ 44.218.016	Gasto Trimestral		189.456.601				196.151.537					309.088.824	

EJECUCIÓN PRESUPUESTAL MENSUAL_2018 (Ejecutado enero de 2018)



El valor ejecutado en el mes de enero de 2018 equivale al 99,67% del valor presupuestado para dicho mes.

EJECUCION PRESUPUESTAL A - ENERO 2018

	DESCRIPCION	PRESUPUESTO MES 2017	PRESUPUESTO ANUAL 2017	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
A. GASTOS GENERALES															
A.1	Alquiler y admn oficina	4.075.095	48.901.141	PRESUPUESTO		3.944.854	3.944.854	3.944.854	3.944.854	3.944.854	4.168.124	4.168.124	4.168.124	4.168.124	8.336.251
				GASTO											
A.2	Servicios públicos (agua,Luz.)	124.908	1.498.896	PRESUPUESTO	196.908	88.908	196.908	88.908	88.908	196.908	88.908	88.908	196.908	88.908	88.908
				GASTO	255.090										
A.3	Internet,Teléfono, TV	267.564	3.210.773	PRESUPUESTO	267.564	267.564	267.564	267.564	267.564	267.564	267.564	267.564	267.564	267.564	267.569
				GASTO	266.597										
A.4	Aseo , Cafeteria,Aseo Oficina	98.871	1.186.449	PRESUPUESTO	66.264	124.193	66.264	124.193	66.264	124.193	66.264	124.193	66.264	124.193	167.900
				GASTO	46.000										
A.5	Celular y llamadas larga distancia	138.143	1.657.719	PRESUPUESTO	138.143	138.143	138.143	138.143	138.143	138.143	138.143	138.143	138.143	138.143	138.146
				GASTO	138.143										
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											
A.7	Papelería y fotocopias	45.490	272.943	PRESUPUESTO		45.491,00		45.490,00		45.491		45.490		45.491	45.490
				GASTO	750										
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
				GASTO	1.688.095										7.050.005
A.9	Mensajería y correo	83.159	997.911	PRESUPUESTO	140.000	71.000	71.000	75.000	140.000	71.000	75.000	71.000	71.000	71.000	70.911
				GASTO	103.000										
A.10	Comisión fiduciaria	1.757.793	21.093.514	PRESUPUESTO	1.171.863	1.171.863	1.171.863	1.953.105	1.953.105	1.953.105	1.953.105	1.953.105	1.953.105	1.953.105	1.953.085
				GASTO	1.171.863										
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	20.398
				GASTO	17.600										
A.12	Elementos de oficina	806.333	3.225.333	PRESUPUESTO			806.333			806.333			806.333		806.333
				GASTO											
A.13	Contribución Económica 4 x 1000	191.697	2.300.365	PRESUPUESTO	191.697	191.697	191.697	191.697	191.697	191.697	191.697	191.697	191.697	191.697	191.697
				GASTO	168.162										
A.14	Mantenimiento página "Web" y Equipos de Oficina	382.642	4.591.702	PRESUPUESTO	282.642	282.642	282.642	282.642	882.641	282.642	282.642	282.642	282.642	882.641	282.642
				GASTO	271.536										
A.15	Costos funcionamiento (50%) Comité Coord. Gas Electricidad	145.726	1.748.712	PRESUPUESTO	145.726	145.726	145.726	145.726	145.726	145.726	145.726	145.726	145.726	145.726	145.726
				GASTO	140.000										
	Subtotal gastos generales	12.166.464	139.273.960	PRESUPUESTO MES	4.382.519	11.317.480	12.184.373	11.302.721	10.400.614	13.532.722	9.454.885	12.845.658	11.391.384	11.621.991	11.274.552
				GASTO MES	4.266.836	0									
B.1	Secretario Técnico	28.564.215	371.334.800	PRESUPUESTO	28.564.215	28.564.215	28.564.215	28.564.215	28.564.215	28.564.215	28.564.215	28.564.215	28.564.215	28.564.215	57.128.435
				GASTO	28.564.215										
B.2	Honorarios Abogados Externos	3.167.228	6.334.456	PRESUPUESTO					3.167.228						3.167.228
				GASTO											
B.3	Auxiliar Administrativo	2.067.852	26.882.077	PRESUPUESTO	2.067.852	2.067.852	2.067.852	2.067.852	2.067.852	2.067.852	2.067.852	2.067.852	2.067.852	2.067.852	4.135.706
				GASTO	2.067.852										
B.4	Página "Herramienta Mto"	1.013.166	12.157.995	PRESUPUESTO	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.169
				GASTO	1.013.166										
B.5	Estudios-Honorarios-Gastos	13.000.000	26.000.000	PRESUPUESTO						13.000.000					13.000.000
				GASTO											
	Subtotal honorarios	47.812.462	442.709.329	PRESUPUESTO MES	31.645.233	31.645.233	31.645.233	31.645.233	31.645.233	47.812.461	31.645.233	31.645.233	31.645.233	31.645.233	31.645.233
				GASTO MES	31.645.233	0									
C. IVA - OTROS GASTOS															
C.1.	IVA, 19% DE D.T	7.775.886	93.310.628	PRESUPUESTO	6.320.382	6.922.133	6.720.586	6.918.568	6.734.818	10.048.545	6.525.818	6.823.568	6.679.022	6.937.568	6.525.818
				GASTO	6.296.501										16.153.800
C.2.	ADQUISICION MUEBLES Y EQUIPOS			PRESUPUESTO											
				GASTO											
C.3.	IMPREVISTOS (BALANCE)	3.416.005	13.664.018	PRESUPUESTO			3.416.005			3.416.005			3.416.004		3.416.004
				GASTO											
	Subtotal IVA y otros	11.191.890	106.974.646	PRESUPUESTO MES	6.320.382	6.922.133	10.136.591	6.918.568	6.734.818	13.464.550	6.525.818	6.823.568	10.095.026	6.937.568	6.525.818
				GASTO MES	6.296.501	0									
	TOTAL	71.170.816	688.957.935	PRESUPUESTO MES	42.348.134	49.884.846	53.966.197	49.866.522	48.780.665	74.809.733	47.625.936	51.314.459	53.131.643	50.204.792	49.445.603
				GASTO MES	42.208.570	0									
	\$ 45.930.529			Presupuesto Cuatrimestral		196.065.699				222.530.794				270.361.442	
				Gasto Trimestral		42.208.570				0				0	

4.2. Estado temas pendientes remitidos por CNOGas a CREG.

Consideraciones generales. Con el propósito de disponer de una línea base a partir de la cual se realice seguimiento y se evidencie el avance logrado en el año 2018, a continuación se presenta la información de los temas que el CNOGas ha remitido a la CREG en años anteriores para su revisión y expedición del respectivo acto administrativo, con corte al 01 de febrero de 2018.

El pasado 02 de febrero de 2018 el Experto Comisionado Jorge Pinto, interesado en revisar el estado de los temas CNOGas-CREG, manifestó su deseo en realizar reunión el jueves 15 de febrero de 2018 a partir de las 03:00 p.m., convocatoria que estarán remitiendo.

1. ATENDIDOS POR LA CREG_Proyectos de Resolución.

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@01-Feb-2018
1	Resolución CREG 088 de 2015. Desbalances acumulados iguales o mayores al 5%.	Proyecto de Resolución CREG066B-2016. Plazo para comentarios vencido.	Pendiente resolución definitiva.
2	Protocolo 001 de 2015, Resolución CREG-088 de 2015. Estabilidad operativa SNT's.	Proyecto de Resolución CREG-239-2016. Plazo para comentarios vencido.	Pendiente resolución definitiva.
3	Protocolo 002 de 2015, modificación parcial de la Resolución CREG-071-1999 (RUT). Intercambiabilidad de gases.	Proyecto de Resolución CREG 127-2017. Plazo para comentarios venció el 05-febrero-18.	Pendiente resolución definitiva.
4	Protocolo Operativo según Decreto 2345 de 2015. Asignación de gas demanda esencial.	Proyecto de Resolución CREG043-2017. Plazo para comentarios vencido.	Pendiente resolución definitiva. Se trabaja con el MM&E y la CREG para definir ajustes-cambios.
5	Protocolo operativo de medición, modificación parcial del RUT. NTC 6167	Proyecto de Resolución CREG-123-2017. Plazo para comentarios vencido. Se remitió carta CNOGas-036-2018 en respuesta a consulta de la CREG en comunicado S-2017-005991.	Pendiente resolución definitiva.



Comisión de Regulación
de Energía y Gas



COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)

RADICADO : S-2017-005991 12/Dic/2017

No.REFERENCIA:

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.,

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

Asunto: Solicitud de concepto técnico a la propuesta de ajustes al RUT – protocolo operativo de medición Resolución CREG 123 de 2017

Respetado señor López:

En atención a los comentarios recibidos dentro del periodo de consulta de la Resolución CREG 123 de 2017 y teniendo en cuenta el marco de sus competencias como órgano asesor de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, solicitamos amablemente al CNO Gas nos pueda emitir un concepto técnico y aclaraciones de ser el caso para los siguientes comentarios a la norma citada:

1. Se solicita aclarar si dentro del análisis y concepto del CNO Gas es necesario incluir dentro de la resolución definitiva de la propuesta regulatoria Resolución CREG 123 de 2017 que:
“la competencia de los laboratorios y de los organismos de inspección empleados sea demostrada mediante la acreditación ISO/IEC 17025 e ISO/IEC 17020, respectivamente”. Respecto a lo cual se solicita conceptúe sobre:
 - a) ¿El CNO Gas observa que este requisito sea viable de exigir en el corto plazo?, de ser viable que tiempo de transición recomienda el CNO Gas para su implementación.
 - b) ¿Existen laboratorios para adelantar dicha acreditación?
 - c) ¿Qué impactos tendría en los costos de inversión y AOM el incluir dicho requisito, para los agentes dentro de la cadena de valor de gas natural?



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

Sr. Fredi López
CNO GAS
2 / 2

- d) La norma NTC 6167 de 2016 ni el proyecto de resolución del asunto mencionan quienes son estos organismos de inspección competentes, por lo cual se solicita al CNO Gas a la luz de los análisis que condujeron a la propuesta emitir un listado de los órganos de inspección competentes.
2. Se solicita en concepto del CNO Gas precisar si los equipos para medir la calidad de manera remota en las Estaciones de Salida son obligatorios.
 3. Se solicita al CNO Gas aclarar si donde existe telemetría en cualquier punto de transferencia de custodia del sistema, es factible desde la perspectiva técnica que las mediciones de las variables se realicen con carácter horario para que el sistema cada vez tenga información más cercana a la real y en línea. Y que costos adicionales implicaría para inversión y para el AOM en los agentes de la cadena de valor del gas natural, de ser aceptado dicho comentario.

De antemano agradecemos la atención prestada y quedamos atentos a una pronta respuesta.

Cordialmente,


GERMAN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural



Bogotá D.C., 30 de Enero de 2018

CNOGas-036-2018

Doctor

German Castro Ferreira

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG

Ciudad

Asunto: Su comunicación radicado No S-2017-005991 del 12 de diciembre de 2017. Solicitud de concepto técnico a la propuesta de ajuste al RUT – protocolo operativo de medición Resolución CREG 123 de 2017.

Respetado doctor Castro,

En atención a la comunicación del asunto y una vez aprobada por el Consejo, nos permitimos remitir respuestas a la consulta realizada.

1. Se solicita aclarar si dentro del análisis y concepto del CNO Gas es necesario incluir dentro de la resolución definitiva de la propuesta regulatoria Resolución CREG 123 de 2017 que:

"la competencia de los laboratorios y de los organismos de inspección empleados sea demostrada mediante la acreditación ISO/IEC 17025 e ISO/IEC 17020, respectivamente". Respecto a lo cual se solicita conceptúe sobre:

Comentario CNOGas. En comunicación enviada por el CNOGas en junio de 2016 (Radicado CREG-E-2016006743 del 13 de junio de 2016) se propuso a la CREG incluir la siguiente aclaración en el RUT con respecto al tema de competencias para los laboratorios de calibración y organismos de inspección en los numerales 5.5.3.1. Verificación inicial y 5.5.3.2. Control metrológico y verificaciones posteriores de los equipos y sistemas de medición para transferencia de custodia: "...la competencia de los laboratorios de calibración y de los organismos de inspección debería ser demostrada mediante la acreditación ISO/IEC 17025 e ISO/IEC 17020, respectivamente."

La anterior propuesta sigue siendo válida teniendo en cuenta que al no contar con dicha aclaración en el RUT, los agentes se exponen a recibir servicios por parte de entidades que no se encuentran vigiladas apropiadamente y alineadas con el sistema nacional de la calidad, considerando que debe existir concordancia entre los requerimientos regulatorios y lo dispuesto a nivel jurídico, lo cual se encuentra establecido en el Decreto Único Reglamentario del Sector Comercio, Industria y Turismo (Decreto 1074 de 2015) y su modificación posterior dada a través del Decreto 1595 de 2015. De dicho decreto se traen a colación los siguientes artículos aplicables a inspección y a calibración (cursiva y subrayado fuera de texto):



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

Artículo 2.2.1.7.10.1. Evaluación de la conformidad mediante inspección. La evaluación de la conformidad mediante prácticas de inspección deberá ser realizada por un organismo de inspección de tercera parte o tipo A, según la NTC-ISO/IEC 17020 y sus actualizaciones o modificaciones, acreditado por el organismo nacional de acreditación, en el ámbito de inspección del reglamento técnico, salvo decisión justificada por parte del regulador competente. Dicho reglamento deberá establecer un procedimiento único de inspección según el tipo de elemento a inspeccionar e incluir, cuando sea el caso, los equipos, software e instalaciones requeridas para realizar la inspección.

Para efectos del presente artículo, se considerarán justas causas, entre otras, la falta de cobertura en el área específica e insuficiencia de personal con las competencias laborales requeridas.

Artículo 2.2.1.7.12.2. Servicios de calibración. Son proveedores de los servicios de calibración: el Instituto Nacional de Metrología de Colombia - INM; los Institutos Nacionales de Metrología de otros países, firmantes de acuerdo de reconocimiento con la Oficina Internacional de Pesas y Medidas (BIPM) y los laboratorios de calibración que sean legalmente constituidos y que demuestren su competencia técnica mediante un certificado de acreditación vigente emitido por el Organismo Nacional de Acreditación para cada magnitud específica en la que ofrezca su servicios de calibración, de acuerdo con la norma ISO/IEC 17025 (NTC-ISO/IEC 17025) o la que la modifique, sustituya o adicione.

a) ¿El CNO Gas observa que este requisito sea viable de exigir en el corto plazo?, de ser viable que tiempo de transición recomienda el CNO Gas para su implementación.

Comentario CNOGas. Lo primero que se debe aclarar es que el requisito de verificación inicial y posterior en los sistemas de medición tiene dos componentes, por un lado está el requisito de recurrir a laboratorios acreditados ISO/IEC17025 para calibración de los elementos que constituyen el sistema de medición, mientras que por otro lado se encuentra el requisito de recurrir a organismos acreditados ISO/IEC 17020 para las inspecciones iniciales y posteriores a todo el sistema de medición.

En lo relacionado al componente de los laboratorios acreditados ISO/IEC 17025, hay una buena oferta de Laboratorios de Calibración acreditados (ISO/IEC 17025) por el Organismo Nacional de Acreditación (ONAC) a nivel nacional que permitirían dar cobertura a los requerimientos asociados con medidores de gas, presión y temperatura.

Para el caso de los Organismos de Inspección acreditados (ISO/IEC 17020), debe tenerse en cuenta que a nivel nacional solo hay un organismo de inspección acreditado por ONAC para inspección de sistemas de transferencia de custodia de gas natural (Corporación CDT de GAS). No obstante, de conformidad con lo establecido en la actual regulación (RUT 5.5.3.2) y en la NTC 6167 (6.3 y 6.4), el Transportador o Distribuidor conservan la potestad de realizar directamente la inspección de los sistemas de medición, incluso con la actualización propuesta en el proyecto de Resolución CREG 123 de 2017 la conservarán, de manera que, solo en caso tal de que estos no realicen de forma directa la inspección, se dejaría como alternativa que esta actividad pueda ser desarrollada por un Organismo de Inspección competente (acreditado ISO/IEC 17020).

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

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



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

Con respecto al período de transición para la aplicación de estos requisitos ratificamos los comentarios realizados por el CNOGas en comunicación CNOGas-305-2017 radicado CREG No E-2017-010715 del 21 de noviembre de 2017 en la cual recomendamos lo siguiente: "Los agentes tendrán un plazo máximo de dos (2) años contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución para realizar la verificación inicial de las estaciones de medición que se encuentren operando con el fin de dar cumplimiento a lo previsto en el numeral 6.3 de la norma técnica NTC 6167 del 2016. Durante el primer año, los agentes deberán evaluar como parte de la información inicial, los parámetros establecidos en los literales A, Inspección, C, D, relacionados con calibraciones de dispositivos de conversión y determinación de poder calorífico y E acerca de disposiciones documentales. En el segundo año, los agentes evaluarán los parámetros establecidos en el literal B. Pruebas metrológicas y verificación del módulo de medición".

b) ¿Existen laboratorios para adelantar dicha acreditación?

Comentario CNOGas. Con respecto a esta consulta vale la pena aclarar que son los laboratorios y los organismos de inspección quienes se acreditan con ONAC. Dentro de esta estructura los agentes acudirían a los laboratorios y a los organismos para recibir servicios de calibración y de inspección acreditados.

En Colombia el sitio web de ONAC presenta en línea el directorio oficial de los laboratorios acreditados ISO/IEC 17025 y organismos de inspección acreditados ISO/IEC 17020. En consulta realizada en el directorio de ONAC (a 21 de diciembre de 2017) se obtiene el siguiente resultado:

1. Laboratorios de calibración.

Medidores de gas: 11 laboratorios acreditados en total, dentro de los estos se destacan por sus capacidades:

- Promigas: Hasta 4248 m³/h con gas natural a alta presión
- Corporación CDT de GAS: Hasta 4800 m³/h con aire a presión atmosférica
- Gases del Caribe: Hasta 563 m³/h con aire a presión atmosférica
- Gas Natural Fenosa: Hasta 283 m³/h con aire a presión atmosférica

Presión: 38 laboratorios acreditados

Temperatura: 40 laboratorios acreditados

2. Organismos de inspección.

Sistemas de medición: un (1) organismo de inspección acreditado (Corporación CDT de Gas).

En conclusión, se cuentan con laboratorios y organismos de inspección para dar cumplimiento a los requerimientos en los términos establecidos en la norma. No obstante, la limitada oferta actual de servicios de inspección, se debe tener en cuenta los comentarios realizados en el literal a) del presente documento en el que se aclara que



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

recurrir a este tipo de servicios es una alternativa con la que cuentan los agentes en la medida en que no realicen estas actividades de manera directa.

c) ¿Qué impactos tendría en los costos de inversión y AOM el incluir dicho requisito, para los agentes dentro de la cadena de valor de gas natural?

Comentario CNOGas. Estos impactos fueron analizados previamente por parte de las empresas que asisten al CNO Gas y remitidos a la CREG mediante comunicaciones CNOGas-282-2016 radicado CREG E-2016-013681 del 13 de diciembre de 2016 y CNOGas-174-2017 radicado CREG E-2017-004925 del 19 de mayo de 2017, mediante las cuales se destacó que sus impactos no son significativos, pues lo que se está modificando es concordante con las prácticas actuales. En esencia, la actualización del RUT lo que hace es brindar mayor claridad acerca de las prácticas de aseguramiento metrológico, tanto en el proceso de verificación inicial como en las verificaciones posteriores de los sistemas de medición.

d) La norma NTC 6167 de 2016 ni el proyecto de resolución del asunto mencionan quienes son estos organismos de inspección competentes, por lo cual se solicita al CNO Gas a la luz de los análisis que condujeron a la propuesta emitir un listado de los órganos de inspección competentes.

Comentario CNOGas. Como se mencionó en la respuesta dada en el literal b), el directorio oficial de organismos de inspección acreditados ISO/IEC 17020 en Colombia se encuentra en el sitio web del Organismo Nacional de Acreditación (ONAC).

Para el caso particular de organismos de inspección a sistemas de medición, la oferta nacional se limita en la actualidad a la Corporación CDT de GAS. No obstante, al ser el estándar ISO/IEC 17020 de aplicación mundial, entidades internacionales acreditadas podrían prestar servicios de inspección con la misma calidad gracias a los acuerdos de reconocimiento mutuo con que cuenta ONAC.

No obstante existir un (1) solo oferente acreditado en la actualidad (Corporación CDT de GAS) el requisito de recurrir a organismos de inspección acreditados no representa un impedimento para el cumplimiento de los requisitos por parte de los agentes ya que los Transportadores o Distribuidores conservan la potestad de realizar directamente la inspección de los sistemas de medición recurriendo solamente a organismos de inspección en caso de no realizarlo por su propia cuenta. La ventaja de recurrir a un organismo acreditado ISO/IEC 17020 por parte de los agentes radica en el respaldo y confianza que proporciona el hecho de contar con una entidad como ONAC vigilando y avalando los resultados de estas actividades. Tal como sucedió en el caso de instalaciones de gas en distribución se pudiere generar una dinámica en la cual se pueda contar en el país con un mayor número de prestadores de servicios que con la calidad adecuada puedan atender los requerimientos de los agentes.

2. Se solicita en concepto del CNO Gas precisar si los equipos para medir la calidad de manera remota en las Estaciones de Salida son obligatorios.

Comentario CNOGas. La medición de calidad de gas entendido como la instalación de los equipos requeridos para el monitoreo de los parámetros dispuestos en el numeral 6.3

(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

del RUT (Humedad, CO₂, H₂S, Azufre total, CO₂, entre otros) es obligatoria en los Puntos de Entrada y en las Estaciones para Transferencia de Custodia entre Transportadores de acuerdo con los numerales 5.2.1 y 5.2.4 del proyecto de Resolución CREG 123 de 2017.

En relación con el contenido de energía (parámetro de calidad de gas establecido en el numeral 6.3 del RUT) tanto en Puntos de Entrada como en Puntos de Salida se debe aclarar que el proyecto de Resolución CREG 123 de 2017 genera una ambigüedad al respecto entre el término "medición" empleado tanto en el numeral 5.2.3 como en el Artículo 1. Modificación a definiciones en lo relacionado con la definición "Estaciones para transferencia de custodia" del proyecto de Resolución CREG 123 de 2017, y el término "determinación", el cual es empleado en el numeral 5.4.5 "Determinación del poder calorífico" del mencionado proyecto de resolución.

Tal como se propuso a la CREG en comunicación de junio de 2016 (Radicado CREG-E-2016006743 del 13 de junio de 2016), el término que se debería emplear para hacer referencia a la cantidad de energía en los Puntos de Salida es "determinación", ya que el término "medición" implica la instalación de un equipo físico en cada Punto de Salida, mientras que el término "determinación" hace referencia a la posibilidad de emplear cualquiera de los métodos según aplique, lo cual se encuentra establecido en la Tabla 3 de la NTC 6167 (incluidas sus notas). En esta Tabla se relacionan los requisitos mínimos para el diseño y configuración de un sistema de medición de acuerdo con la clase a la cual pertenece.

Tabla 3. Elementos constitutivos de un sistema de medición

Elemento	Clase A	Clase B	Clase C	Clase D
Módulo de medición	X	X	X	X
Dispositivo auxiliar de telemetría	X	X	(Nota 1)	(Nota 1)
Dispositivo de corrección y ajuste	X	X	(Nota 1)	(Nota 1)
Dispositivo (módulo) de conversión de volumen en sitio	X	X	X	
Dispositivo (módulo) de conversión de energía en sitio	X	X (Nota 3)		
Conversión de temperatura (medición local)	X	X	X	
Conversión de presión (medición local)	X	X	X	
Conversión de Z	X	X (Nota 2) (Nota 3)	X (Nota 2)	
Dispositivo para determinación de PC – local	X	(Nota 3)		
Determinación de PC remota (muestreo o calculado)		X	X	X
Alternativa para las conversiones anteriores: medición de densidad	X	(Nota 3)		
Alternativa para las conversiones anteriores: determinación remota de densidad (calculada)		X	X	X
<p>NOTA 1 Obligatorio para gas natural vehicular (GNV) y usuario no regulado conectado a redes de distribución. Para otros tipos de usuarios, estos elementos serán opcionales y su uso estará sujeto a las exigencias de la autoridad competente.</p> <p>NOTA 2 Es obligatorio realizar la conversión por Z, pero es opcional contar con instrumento de medición asociado para la medición de composición del gas.</p> <p>NOTA 3 Obligatorio para puntos de transferencia entre productor-transportador y entre transportadores.</p>				

Como se puede apreciar, en el caso de los sistemas Clase A (mayores a 10.000 m³/h), clase a la que pertenecen los Puntos de Entrada, se hace alusión a la necesidad de instalar Dispositivos para la Determinación de Poder Calorífico (DDPC). No obstante, se aclara que:

- Los DDPC no necesariamente son cromatógrafos, en el numeral 4.10 de la NTC 6167 se da claridad acerca de que el poder calorífico puede ser medido de manera directa, mediante calorímetros, o a partir de la composición del gas (por cromatografía o métodos correlativos)
- En el numeral 5.1 de la NTC 6167 se brindan alternativas para la asignación del poder calorífico, las cuales están basadas bien sea en la determinación de un poder calorífico representativo (numeral 5.1.1) o en la aplicación de procedimientos de reconstrucción (5.1.2)

En cualquier caso, la NTC 6167 aclara en el numeral 4.3, debajo de la Tabla 3 que (cursiva fuera de texto):

Cuando los datos requeridos para la conversión de volumen y energía no son medidos en sitio, o cuando se determinan remotamente, como en el caso de los elementos opcionales de la Tabla 3 o cuando se han suscrito acuerdos entre las partes, se debe contar con disposiciones documentadas que aseguren la representatividad de los datos empleados con relación a los errores máximos permisibles y la correspondiente trazabilidad de dichos datos para realizar la conversión respectiva.

Adicionalmente se debe tener en cuenta que la ambigüedad en los términos "medición" y "transferencia" y la restricción a la aplicación de metodologías alternas para la determinación del poder calorífico que según lo previsto en el proyecto de Resolución CREG 123 de 2017 solo aplicaría para sistemas de medición Clase D, tiene un impacto económico significativo para los agentes ya que la instalación de un (1) cromatógrafo de gas puede costar alrededor de 130.000 USD, si se consideran adquisición y adecuaciones civiles y eléctricas requeridas.

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, se recomienda a la CREG realizar un ajuste en el numeral 5.2.3 como en la definición "Estaciones para transferencia de custodia" del proyecto de Resolución CREG 123 de 2017, de tal forma que se elimine la ambigüedad entre los términos "medición" y "determinación" y se permita la aplicación de metodologías alternativas para determinación de poder calorífico tanto para los sistemas de medición Clase B y C, como para los Clase D, considerando que en los términos de la NTC 6167 expuestos en los párrafos anteriores es viable que para los Puntos de Salida se pueda prescindir de una medición directa del poder calorífico en sitio, pudiéndose determinar el poder calorífico representativo de manera remota o a través de acuerdos entre las partes (sistemas de medición Clases B, C y D), en cualquiera de estos casos respaldándose por las debidas disposiciones documentadas (Definición 3.20 de la NTC 6167) de manera que se asegure el cumplimiento de los Errores Máximos Permisibles (según las exigencias dadas en la Tabla 2 de la NTC 6167 para el caso de la determinación de poder calorífico representativo) y se asegure que las mediciones son trazables (a través del numeral 6.1.1 – subnumeral 3).

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

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



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

3. Se solicita al CNO Gas aclarar si donde existe telemetría en cualquier punto de transferencia de custodia del sistema, es factible desde la perspectiva técnica que las mediciones de las variables se realicen con carácter horario para que el sistema cada vez tenga información más cercana a la real y en línea. Y que costos adicionales implicaría para inversión y para el AOM en los agentes de la cadena de valor del gas natural, de ser aceptado dicho comentario.

Comentario CNOGas. Según el entendimiento del CNOGas a esta consulta realizada por la CREG, vale la pena resaltar que originalmente el RUT (1999) establecía en el numeral 5.1: "Donde exista Telemedición, la medición de estos parámetros se efectuará en línea sobre una base horaria"; y la Resolución CREG 126 de 2013 modificó dicho texto quedando de la siguiente manera: "Donde exista Telemetría, la medición de estos parámetros se efectuará en línea sobre una base horaria o aquella que determine el Transportador". El proyecto de Resolución CREG 123 de 2017 preserva este último texto (subrayado por fuera del texto original).

En consideración a lo anterior, los reportes que realiza el transportador a través del BEO cumplen con el requisito actual del RUT y las resoluciones que lo modifiquen o adicionen, para las variables de volumen instantáneo y acumulado. No están incluido presión, temperatura, poder calorífico y energía.

En cuanto a la consulta puntual de la CREG, encontramos que es factible desde la perspectiva técnica que las mediciones de las variables se realicen con carácter horario para que el sistema cada vez tenga información más cercana a la real y en línea; sin embargo el tema de costos no es posible definirlo de manera expedita por las implicaciones operativas (entre otros el alcance) y económicas que tendría su implementación.

Recomendamos a la CREG considerar la consulta sobre este tema por fuera del actual proyecto de reforma (CREG 123/2017 - NTC 6167), de manera que posibles cambios que la Comisión pretenda realizar en materia de telemetría no se sumen al actual proyecto retrasando los análisis y decisiones asociados con temas estructurales de medición. Esto porque la telemetría es tan solo una capa tecnológica que se suma al sistema de medición y por su naturaleza digital no incide de forma significativa sobre el resultado de medición, su incertidumbre y trazabilidad.

Cordial saludos

FREDI ENRIQUE LOPEZ SIERRA
Secretario Técnico

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

2. ATENDIDO POR LA CREG _En estudio.

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@01-Feb-2018
1	Estudio temas de la Resolución CREG-169-2011. Conexiones a SNT's.	La CREG analiza resultado del estudio entregado por consultor.	Pendiente proyecto de resolución para comentarios.

3. ATENDIDO POR LA CREG _En espera

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@01-Feb-2018
1	Protocolo coordinación gas-electricidad. Optimización despacho y redespachos plantas termoeléctricas a gas según condiciones sistema de gas natural.	El CNOGas y el CNOE remitieron a la CREG la comunicación de 19 de octubre de 2015 con los lineamientos analizados de manera conjunta.	El CNOE invitó al CNOGas a revisar y actualizar el protocolo remitido en 2015, según información en reunión entre CNOE-CREG.

4.3. Otros temas de interés.

Informe Fiduciaria Davivienda gestión período julio-diciembre de 2017. FiduDavivienda presentó al CNOGas la rendición semestral de cuentas del período 01 de julio a 31 de diciembre de 2017 del patrimonio autónomo No 3108238 C.N.O. GAS. Este informe fue compartido a las empresas miembros del CNOGas. No se observa situación que amerite revisión especial.

Concepto doctora Nora Palomo aplicación proyecto Resolución CREG043-2017-Decreto 2345 de 2015, entrega física de gas a la Demanda Esencial. La Dra. Nora Palomo remitió el 18 de enero de 2018 al CNOGas concepto solicitado por el Director de Hidrocarburos, Dr. Carlos D. Beltrán, del Ministerio de Minas y Energía, relacionado con la aplicación del protocolo definido por la CREG en el proyecto de Resolución CREG043-2017, para la entrega física de gas a la Demanda Esencial, según lo previsto en el Decreto 2345 de 2015.

Carta CNOGas respuesta solicitud de la CREG proyecto Resolución CREG123-2017 (Medición). El CNOGas remitió el 30 de enero de 2018 la comunicación CNOGas-036-2018 mediante la cual responde la solicitud realizada por la CREG en comunicado con radicado S-2017-005991 del 12 de diciembre de 2017 referente a lo previsto en el proyecto de Resolución CREG123-2017 relacionado con modificación parcial al RUT según lo establecido en la NTC6167 sobre medición.

Bogotá, D.C., enero 17 de 2018

Doctor

FREDI LÓPEZ SIERRA

Secretario Técnico

Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

Avenida El Dorado No 68 C 61, Oficina 532

Edificio Torre Central Davivienda

Ciudad

Asunto: Concepto Jurídico sobre “Imposibilidad aplicación protocolo proyecto de Resolución CREG 043-2017 “Por el cual se adopta el protocolo de que trata el parágrafo 1 del artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015”.

VERSIÓN PRELIMINAR PARA REVISIÓN CNOGAS

Respetado doctor López:

En atención a la solicitud formulada por esa Secretaría Técnica el pasado 18 de diciembre de 2017, atentamente me permito rendir el concepto jurídico solicitado en relación con el tema que ha sido planteado como **“Imposibilidad aplicación protocolo proyecto de Resolución CREG 043-2017 “Por el cual se adopta el protocolo de que trata el parágrafo 1 del artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015”.**

Es pertinente señalar que el pasado 18 de diciembre de 2017 fui invitada por esa Secretaría a una reunión de trabajo con algunos funcionarios de la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, a la cual también asistieron delegados de empresas del sector de gas natural que tienen asiento en el CNOGAS, y que permitió precisar la temática que debe desarrollarse en el presente concepto jurídico, a saber:

1. “¿Es aplicable en el sector la regulación propuesta por la CREG?.
2. ¿Debe ajustarse el proyecto de Resolución CREG 043 de 2017?

3. ¿Debe ajustarse el Decreto 2345 de 2015?
4. ¿Qué acciones debe adelantar el Ministerio de acuerdo con sus competencias?”.

Este concepto se desarrolla en los siguientes acápite, como pasa a verse:

- I. ANTECEDENTES.**
- II. RESPUESTAS A LOS TEMAS INDAGADOS.**

I. ANTECEDENTES

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, expidió la Resolución No. 043 de 24 de abril de 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”*. Mediante el acto administrativo se ordenó hacer público el proyecto de protocolo, y se sometió a consulta de los agentes, usuarios, autoridades públicas, quienes debían remitir sus observaciones y sugerencias dentro de los 30 días calendarios siguientes a su publicación en la página web de la autoridad reguladora.

1.1. TRÁMITE Y CONTENIDO DEL PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG 043 de 2017

En virtud de lo dispuesto en el parágrafo 1, del artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015, la CREG está facultada para 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 puede establecer los mecanismos de remuneración del servicio de transporte de gas natural con sujeción a lo dispuesto en la misma norma¹.

Con fundamento en el mandato citado anteriormente la CREG mediante el proyecto de resolución propuesto adoptaría un Protocolo Operativo limitado “exclusivamente a procedimientos de carácter técnico”, cuyo contenido es el siguiente:

¹ *“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”.*

- El Protocolo debe ser acatado por 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 programados².

En atención a las definiciones de eventos no transitorios y eventos de racionamiento programado, la CREG consideró necesario que el proyecto de protocolo se aplique para ambos eventos.

Para el desarrollo del protocolo ordenado en el párrafo 1, del artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015, la CREG consideró 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, tal como se señala en la parte motiva.

Con el fin de acatar el mandato legal, la autoridad reguladora mediante comunicación S-2015-005802, de fecha 17 de diciembre de 2015, solicitó 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.

² El Decreto 1073 de 2011, en su Artículo 2.2.2.2.1, párrafo 1, distingue los i) eventos no transitorios, y ii) eventos de racionamiento programado, a saber:
"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.

Sobre esta propuesta del CNOGAS, se observa que la CREG considera que en ella se propone un protocolo con alcance de intervención en las relaciones comerciales existentes.

Igualmente, la CREG plantea que el fin es 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 párrafo 1, del artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015.

- Con 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 párrafo 1, del artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015.
- Posteriormente, el CNOGAS, mediante comunicación dirigida al Viceministro de Energía le informó sobre la *"Imposibilidad de aplicar el protocolo definido en el proyecto de Resolución CREG 043 de 2017, en los siguientes términos:*

"Mediante comunicación CNOGas-231-2017 del 3 de agosto de 2017 recibida por la CREG con No. de radicación E-2017—007248 del 3 de agosto de 2017 el Consejo, en análisis realizado al proyecto de Resolución CREG 043 de 2017 "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", recomendó a la Comisión "...(...) revisar nuevamente la propuesta remitida por el Consejo mediante la comunicación CNOGas No 099 de 2016 con radicado CREG E-2016-003927 del 15 de abril de 2016, la cual articula las mejores prácticas operativas".

En la mencionada comunicación CNOGas No 099 de 2016 también compartida con el Ministerio de Minas y Energía con radicado No 2016025395 del 19 de abril de 2016 el Consejo remitió, en cumplimiento de solicitud de la CREG, una propuesta de protocolo para la entrega física de gas natural asignado, conforme la prioridad señalada en el artículo 3° del Decreto 2345 de 2015, en el cual se exponían mecanismos operativos diversos que garantizaban el cumplimiento de lo previsto en el señalado Decreto.

En contrario, el protocolo propuesto por la Comisión en el proyecto de Resolución CREG 043 de 2017 no permite realizar la entrega física de gas natural conforme la prioridad señalada en el artículo 3° del Decreto 2345 de 2015, razón por la cual el incumplimiento de lo previsto en este proyecto de resolución, en caso de quedar en firme, representa un riesgo para el agente afectado por un evento al no poder aplicar el protocolo, lo que ocasionaría una probable investigación de la Superintendencia de Servicios Públicos.

Consistentes con la preocupación de los miembros del CNOGas, el pasado 8 de septiembre del año en curso en reunión conjunta CREG-CNOGas, se explicó a la

*Comisión con ejemplos prácticos la imposibilidad operativa de aplicar lo previsto en el protocolo del proyecto de Resolución CREG 043 de 2017. Como resultado de esta aclaración, el Experto Comisionado participante en la mencionada reunión, doctor Jorge Pinto, solicitó al CNOGas coordinar reunión con la participación del Ministerio de Minas y Energía para revisar nuevamente las implicaciones asociadas con la aplicación del protocolo referido en el presente párrafo.
...”.*

Con el objeto de atender la solicitud del CNOGAS, el Ministerio de Minas y Energía convocó una reunión el pasado 18 de diciembre de 2017, la que se realizó en la Dirección de Hidrocarburos, con el fin de precisar los aspectos que debían ser analizados en el concepto jurídico que se encomendó a la suscrita, en su condición de Asesora Jurídica del CNOGAS.

II. RESPUESTAS A LOS TEMAS INDAGADOS.

Con sujeción a los temas planteados en la mencionada reunión del pasado 18 de diciembre de 2017, se procede a dar respuesta en los siguientes términos:

2.1. “¿ES APLICABLE EN EL SECTOR LA REGULACIÓN PROPUESTA POR LA CREG?”.

SE RESPONDE:

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, emitió el proyecto de Resolución CREG 043-2017 en ejercicio de las facultades atribuidas por la Ley 142 de 1994, y por los Decretos 1524 y 2253 de 1994, enmarcadas en los siguientes mandatos:

- **Ley 142 de 1994:**

Artículo 14.18: Regulación de los servicios públicos domiciliarios. La facultad de dictar normas de carácter general o particular en los términos de la Constitución y de esta ley, para someter la conducta de las personas que prestan los servicios públicos domiciliarios a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y los reglamentos.

Artículo 73: Funciones y facultades generales. Las comisiones de regulación tienen la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o

de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abusos de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad.

Artículo 74. Funciones especiales de las comisiones de regulación. Con sujeción a lo dispuesto en esta Ley y las demás disposiciones que la complementen, serán además, funciones y facultades especiales de cada una de las comisiones de regulación las siguientes:

74.1. De la Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible.

a) Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. La comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.

La jurisprudencia constitucional ha señalado sobre la función de regulación de los servicios públicos domiciliarios, lo siguiente:

" .. Pieza central del marco constitucional de la regulación de los servicios públicos es el artículo 334 de la Constitución, inciso primero, que atribuye al Estado la dirección general de la economía, para lo cual habrá de "intervenir, por mandato de la ley, [...] en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano". Se trata aquí de una norma objetiva que impone un mandato constitucional a las autoridades públicas, incluido el Legislador, de intervenir para alcanzar los fines sociales del Estado allí enunciados. Como norma objetiva dirigida al Estado, la intervención en la economía no constituye una mera posibilidad de actuación, sino un mandato constitucional cuyo cumplimiento puede ser judicialmente controlado. Este mandato constitucional se refuerza aun más en materia de servicios públicos con el deber de asegurar su prestación eficiente, no a algunos sino a todos los habitantes del territorio nacional (art. 365 de la C.P.), el deber de dar solución a las necesidades básicas insatisfechas de salud, educación, de saneamiento ambiental y de agua potable (art. 366 de la C.P.), el deber de garantizar la universalidad en la cobertura y la calidad en la prestación de los servicios públicos domiciliarios (arts. 365 y 367 de la C.P.), y los criterios de costos, solidaridad y redistribución del ingreso que deben caracterizar el régimen tarifario de los servicios públicos (art. 367 de la C.P.). Adicionalmente, la Constitución autoriza a la Nación, los departamentos, los distritos, los municipios y las entidades descentralizadas para conceder

subsidios a las personas de menores ingresos de forma que éstas puedan pagar las tarifas de los servicios públicos domiciliarios que cubren sus necesidades básicas (art. 368 de la C.P.)". (Corte Constitucional. Sentencia C-150 de 2003).

Igualmente existe la jurisprudencia de la Corte Constitucional que ha precisado que si bien la función de la CREG se hace de manera concreta teniendo en cuenta la disposición legal, no comprende *"la facultad de sustituir al legislador o llenar los vacíos que éste haya dejado en la ley, ni tampoco que se adquiera la facultad de reglamentarla.."*, tal como lo señaló en la Sentencia C- 1162 de 2000.

También es sabido que el ejercicio de la facultad regulatoria se materializa en la expedición de actos administrativos de carácter general y actos administrativos de carácter particular y concreto, los cuales se sujetan a los mandatos constitucionales y legales, así como a las reglamentaciones adoptadas por las demás autoridades competentes.

Igualmente tales actos administrativos son de naturaleza imperativa, obligatoria, y deben ser acatados por todos los destinatarios, quienes están obligados a aplicarlos en los términos y condiciones definidas por la autoridad reguladora, salvo las excepciones legales señaladas de manera expresa en las normas.

Lo anterior permite concluir que una vez el proyecto de Resolución CREG 043 de 2017 se materialice en una resolución de la CREG, se está en presencia de un acto administrativo de carácter ya definitivo que tiene las características señaladas anteriormente, y, en consecuencia, mientras mantenga su vigencia, tiene carácter obligatorio y sus destinatarios deben acatarlo.

2.2. ¿DEBE AJUSTARSE EL PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG 043 DE 2017?

En la actualidad la CREG no ha expedido un acto administrativo de carácter definitivo que desarrolle en su contenido el protocolo operativo de que trata el *parágrafo 1º, del Artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015*, cuyo texto es el 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”.

Este párrafo citado precisa el contenido y alcance del acto administrativo que expida la CREG.

En razón a que para la expedición de las resoluciones CREG se ha establecido un trámite para que, previa publicación del proyecto, las partes interesadas hagan conocer sus comentarios sobre el texto sometido a consulta, se precisan dos grandes conclusiones:

1. Es deber de la CREG cumplir con el procedimiento señalado en el C.PACA, Artículo 8º., en concordancia con lo establecido en el Decreto 2696 de 2004.
2. También es su deber valorar los contenidos de todas las observaciones que les hayan sido presentadas por los interesados. En este estudio, la CREG, dentro de su autonomía y competencia, puede acogerlos total o parcialmente, o desestimarlos, señalando las razones por las que lo hace.

Se concluye que es competencia de la CREG ajustar el proyecto de resolución CREG 043 de 2017 siempre y cuando efectuadas las evaluaciones sobre las observaciones que se le hayan formulado las considere ajustadas a Derecho, y, por tanto, deban hacer parte del contenido del acto administrativo definitivo. La sola formulación de las observaciones no implica que necesariamente deban incorporarse al proyecto de resolución en consulta, por cuanto la competencia es tanto autónoma como responsable por el alcance y contenido de sus actos.

En consecuencia, si la CREG consideró que en el contenido del protocolo no pueden establecerse regulaciones con el alcance de intervención en las relaciones comerciales existentes, no es factible por otra autoridad administrativa incluir esos contenidos en el acto definitivo, lo cual no obsta para que si el asunto es competencia de otra autoridad o la tiene la CREG en virtud de delegaciones específicas se desarrollen esos aspectos en otro acto administrativo.

Finalmente, sobre este punto es necesario determinar el órgano del Estado que tendría la competencia para expedir actos administrativos sobre las relaciones contractuales existentes entre los diversos agentes económicos del servicio de gas natural, y sus efectos en relación con las situaciones consideradas en el

Decreto 2345 de 2015, Artículo 3º., modificatorio del Artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 2345 de 2015.

2.3. ¿DEBE AJUSTARSE EL DECRETO 2345 DE 2015?

Para dar una respuesta al tema planteado se hacen las siguientes aclaraciones:

1.- Se trata de un decreto expedido por el Presidente de la República con base en las facultades asignadas en el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política, y el artículo 2º., de la Ley 142 de 1994.

2.- La modificación del decreto debe ajustarse, entonces, a las facultades que tenga atribuidas el Presidente de la República para la reglamentación.

3.- El Decreto 2345 de 2015 en su artículo 3º., numeral 3º., establece: *"Cuando se deban suspender compromisos en firme de exportaciones, se aplicará lo establecido en el artículo 2.2.2.2.38 de este Decreto en cuanto a la remuneración del costo de oportunidad del gas natural de exportación objeto de interrupción. La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, establecerá la metodología para determinar qué tipo de agentes operacionales deberán pagar el mencionado costo de oportunidad, así como la forma en la que deberá repartirse dicho costo entre ellos.."*

El alcance de esta norma está referido a "compromisos en firme de exportaciones" lo cual implica que no contempla la totalidad de compromisos que pueden darse en otros compromisos en firme, sin que se observe que exista una causa debidamente ponderada que permita esa diferenciación.

Con base en lo anterior se concluye que si es factible modificar el Decreto 2345 de 2015 para que lo establecido en materia de suspensión de compromisos en firme de exportaciones se deje genéricamente para toda clase de compromisos, o, en otros términos, se le adicione la otra clase de compromisos que exista en el mercado.

En la misma orientación, el Decreto 2345 debe establecer el mecanismo jurídico que permita establecer los efectos que se originarían en los eventos en que por las situaciones excepcionales previstas en el artículo 1º., deban los productores, comercializadores y transportadores modificar o variar las obligaciones asumidas en razón del cumplimiento de contratos de suministro de gas natural bajo condiciones de firmeza.

También se sugiere su modificación parcial con el fin de regular los efectos de las situaciones que sobrevengan cuando ocurra un evento de (i) Insalvables restricciones en la oferta de gas natural, ii) Situaciones de grave emergencia no transitorias, y, iii) Racionamientos programados, los productores-comercializadores y transportadores con activos no afectados restringirán o podrán restringir demanda no esencial en la cantidad afectada en el activo que originó la insalvable restricción, situación de grave emergencia o racionamiento programado.

Si se modifica la norma en los términos anteriormente señalados, desde luego que le correspondería a la CREG modificar la metodología que existe en la actualidad y que ya tiene asignada como de su competencia en la segunda parte de la norma que se ha venido analizando.

III. ¿QUÉ ACCIONES DEBE ADELANTAR EL MINISTERIO DE ACUERDO CON SUS COMPETENCIAS?”.

Conforme lo expuesto anteriormente existen unas competencias que deben ser culminadas por la CREG como es la expedición del acto administrativo referente al Protocolo Operativo de que trata el parágrafo 1º. del artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015.

Si se considera procedente la modificación parcial o adición del Decreto 2345 de 2015, el Ministerio podrá actuar dentro de su competencia para cumplir el trámite administrativo que debe surtir a fin que el Presidente de la República expida el decreto respectivo.

Cualquier información que se estime necesaria, con mucho gusto la suministraré.

Cordialmente,



NORA PALOMO GARCÍA

cc. 36.146.802 de Neiva

T.P. 10741 del CSJ

❑ **Reunión MM&E 31-enero-2018.** El Viceministro de Energía del Ministerio de Minas y Energía (MM&E) invitó a reunión programada para el 31 de enero de 2018 al Secretario técnico del CNOGas y a la Doctora Nora Palomo, asesora jurídica del CNOGas, para revisar aspectos del concepto emitido por la Dra. Nora Palomo sobre con la aplicación del protocolo definido por la CREG en el proyecto de Resolución CREG043-2017, para la entrega física de gas a la Demanda Esencial, según lo previsto en el Decreto 2345 de 2015.

Como conclusión general de la reunión el MM&E se encargará de adicionar el Decreto 2345 de 2015 en lo pertinente de tal manera resuelva aspectos para suministro y transporte tales como, sin limitarse a ellos, (i) Restricción a la demanda industrial en fuentes no afectadas por un evento, (ii) Compensación a la demanda industrial restringida en fuentes no afectadas por un evento y (iii) Mecanismo para no afectar a los agentes térmicos que atienden demanda eléctrica. Por su parte la CREG desarrollará las tareas que el MM&E le asigne.

❑ **Reunión CNOEléctrico (CNOE)-CNOGas.** El 25 de enero de 2018 el Secretario técnico del CNOE contactó al Secretario técnico del CNOGas para solicitar reunión en la que se revise la probabilidad de ajustar-modificar el alcance definido en el Protocolo operativo para la coordinación de los sectores Gas-Electricidad remitidos a la CREG el 19 de octubre de 2015 en cumplimiento de lo previsto en el párrafo 8 del Artículo 3 de la Resolución CREG088 de 2015. La reunión se programó para el jueves 08 de febrero de 2018. Los secretarios harán una revisión inicial y convocarán a reunión conjunta a los miembros de ambos Consejos.



Consejo Nacional de Operación



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)
No. RADICACIÓN: E-2015-010877 19/OCT/2015-08:33:04
MEDIO: ENTREGA No. FOLIOS: 2 ANEXOS: 6 FLIJS
PERSONAL CONSEJO NACIONAL DE OPERACION DE GAS
ORIGEN

Bogotá D.C., 15 de octubre de 2015

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

CREG 19 OCT2015 9:24

Asunto: Envío del protocolo para la coordinación gas-electricidad

Respetado doctor Pinto,

De acuerdo con lo previsto en el parágrafo 8 del artículo 3 de la Resolución CREG 88 de 2015, que modifica el artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013 y con la comunicación enviada a la Comisión por el CNO Eléctrico y el CNO Gas el 29 de septiembre de 2015, remitimos el documento propuesto "Protocolo de coordinación de los sectores de energía eléctrica y de gas natural orientados a optimizar el despacho y redespacho de las plantas termoeléctricas a gas conforme a las condiciones del sistema de gas natural", una vez fue aprobado en las reuniones extraordinarias no presenciales del CNO Eléctrico No de 447 del 13 de octubre de 2015 y del CNO Gas No 121 de 13 de octubre de 2015.

En atención con lo previsto en el numeral 4.2, Deliberaciones y decisiones del Estatuto del CNOGas, TGI S.A. ESP aclaró su voto afirmativo mediante la siguiente manifestación: *"TGI mantiene su posición de apartarse de la discusión y propuesta regulatoria de parqueo desarrollado en el numeral 8.2 del Protocolo"*. De igual manera Gecelca S.A. ESP no aprobó el protocolo sometido a consideración de los miembros del CNOGas y justificó su negativa con

SV
jo

la siguiente manifestación: *“Consideramos respetuosamente que algunos elementos y propuestas revisadas al interior del CNOGas sobre aspectos regulatorios y de responsabilidad en la operación no se consideraron, a pesar de que estos coadyuvarían para mejorar y flexibilizar la coordinación gas-electricidad entre ambos sectores”*. No obstante estas manifestaciones, el protocolo fue aprobado por el CNOGas.

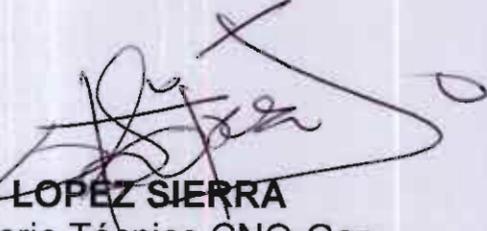
El protocolo para la coordinación gas-electricidad incluye propuestas de coordinación operativa de aplicación inmediata y otras que requieren cambios regulatorios que en opinión de los Consejos permitirían optimizar la coordinación entre los dos sectores, situación que con la reglamentación actual en ambos sectores no es posible.

Por último y considerando que se analizaron algunas propuestas de interés para la coordinación de ambos sectores que requieren mayor desarrollo, informamos a la Comisión que una vez concluidos estos, los estaremos compartiendo.

Agradecemos la atención a la presente y manifestamos nuestro interés de realizar presentación conjunta para aclarar las propuestas planteadas en el protocolo.

Respetuosamente,


ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico CNO-Eléctrico


FREDI LOPEZ SIERRA
Secretario Técnico CNO-Gas

Copia. Miembros CNO y CNOGas

PROPUESTA DE PROTOCOLO COORDINACIÓN GAS-ELECTRICIDAD

OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO Y REDESPACHO DE PLANTAS TERMOELÉCTRICAS A GAS CONFORME A LAS CONDICIONES DEL SISTEMA DE GAS NATURAL.

1. ANTECEDENTES.

El Artículo 3, parágrafo 8 de la Resolución CREG-088-2015 establece que: “A más tardar el 30 de septiembre de 2015, el CNO del sector eléctrico y el CNOG presentarán a la CREG un protocolo de coordinación de los sectores de energía eléctrica y de gas natural orientados a optimizar el despacho y redespacho de las plantas termoeléctricas a gas conforme a las condiciones del sistema de gas natural”, por tanto le corresponde al Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOGas, en conjunto con el Consejo Nacional de Operación, CNO, estructurar el protocolo para presentar a la CREG, que permita atender la optimización de los despachos y redespachos de las plantas termoeléctricas a gas natural teniendo presente las condiciones del sistema de gas natural. En reuniones entre los CNO’s de electricidad y gas el 21 de mayo, 11 de junio, 16 y 30 de julio, 17, 23 y 25 de septiembre del presente año, (i) Se definieron los temas de ambos sectores a desarrollar para la estructuración del protocolo, (ii) Se conformó un grupo conjunto para el desarrollo de los temas y (iii) Se desarrollaron los temas más relevantes.

En las reuniones realizadas y de acuerdo con el análisis de la temática se evidenció la necesidad de proponer adicionalmente a la CREG mecanismo regulatorios que permitan lograr el propósito de optimizar el despacho y redespacho de las plantas termoeléctricas a gas teniendo presente las condiciones del sistema de gas natural.

2. OBJETIVOS.

El objetivo principal de la coordinación no se debe limitar al tiempo real de la operación, no debe ser estrictamente en el despacho y redespachos, debe ser una coordinación armonizada entre ambos sectores, previa a los despachos y redespachos, buscando oportunidades de flexibilización operativa de ambos sectores

Para el cumplimiento de este mandato regulatorio se consideró necesario proponer mecanismos y acciones operativas de manera independiente para (i) El día de la planeación del despacho eléctrico y de las asignaciones de gas durante los ciclos de nominación para suministro y transporte, denominado día D-1 y (ii) El día de la operación real en ambos sectores, denominado día D, dadas las particularidades de cada proceso.

El protocolo propuesto define los mecanismos a aplicar para lograr una adecuada coordinación entre los sectores eléctrico y de gas, buscando optimizar los despachos y redespachos diarios de las plantas termoeléctricas a gas, de acuerdo con las condiciones del sistema de gas natural.

3. ALCANCE.

Este procedimiento aplicará a los productores-comercializadores, transportadores, al Centro Nacional de Despacho y a generadores termoeléctricos o quien lo represente frente al sector gas.

4. MECANISMOS OPERATIVOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO Y REDESPACHO DE PLANTAS TERMOELÉCTRICAS A GAS, SEGÚN CONDICIONES DEL SISTEMA DE GAS NATURAL.

4.1 MECANISMOS PARA EL DÍA D-1, PROCESOS PLANEACIÓN OPERATIVA EN AMBOS SECTORES. A continuación se describen los períodos-tiempos durante los cuales deben ocurrir los procesos de planeación operativos tanto en el sector eléctrico como en el sector gas:

4.1.1 SECTOR ELÉCTRICO

Se describen de manera general algunos aspectos relevantes respecto a la operación del sector eléctrico y la coordinación actual de los sectores de gas natural - electricidad.

- a) De acuerdo con la reglamentación vigente, los generadores efectúan diariamente las ofertas de precio y disponibilidad al operador del mercado.
- b) La reglamentación no permite ajustar parcialmente la disponibilidad de las unidades o plantas declaradas al Centro Nacional de Despacho (CND), después de las 08:00 horas del día anterior a la operación. En la operación en tiempo real el agente solo puede declarar la indisponibilidad total de una o varias unidades de las ofertadas, ajustando su disponibilidad de acuerdo a la declaración de la configuración que se ajuste a las unidades disponibles del recurso.

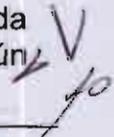
- c) Las asignaciones de gas natural culminan a las 20:00 horas y a las 20:30 horas de cada día D-1 para suministro y transporte respectivamente, períodos en los cuales los generadores termoeléctricos realizan transacciones de gas en el mercado secundario de acuerdo con el despacho de sus unidades, requeridas para cumplir con la disponibilidad declarada al CND a las 08:00 horas del día D-1. Durante este período también se dan las transacciones en el mercado secundario del úselo o véndalo.
- d) Renominaciones de suministro. El Remitente podrá efectuar y el Productor-Comercializador o Comercializador, según el caso, deberá aceptar, por lo menos cuatro (4) renominaciones durante el Día de Gas, siempre y cuando las respectivas solicitudes sean enviadas al menos con seis (6) horas de anticipación al momento en que se requiera la modificación en el flujo de Gas. El Productor-comercializador o Comercializador podrá negar la aprobación de la renominación si existen limitaciones técnicas o de capacidad en las facilidades de suministro (Numeral 4.5.2.2 del RUT).

4.1.2 SECTOR GAS

Se describen de manera general algunos aspectos relevantes de los ciclos de nominación para suministro y transporte de gas natural descrito en el Anexo al presente protocolo:

- a) Las asignaciones de gas natural culminan a las 20:00 horas y a las 20:30 horas del día D-1 para suministro y transporte respectivamente, períodos en los cuales los generadores termoeléctricos a gas gestionan la consecución de cantidades de gas no contratadas en firme en el mercado primario y secundario de gas, requeridas para cumplir con la disponibilidad declarada al CND a las 08:00 horas del día D-1. Durante este período también se dan las transacciones en el mercado secundario del úselo o véndalo.
- b) Una vez terminado el ciclo de nominación, los transportadores publicarán en sus BEOS el programa de transporte en el cual se podrá evidenciar las cantidades de gas asignadas a los generadores termoeléctricos a gas del país, lo cual le permitirá interactuar con el agente termoeléctrico correspondiente.

La coordinación entre el sector gas – electricidad es posible mejorarla aplicando el siguiente mecanismo:

- a) El CND y Generadores Térmicos, podrán consultar la información publicada por los transportadores referida a presiones y grupos de gasoductos, según 

lo establecido en la regulación vigente o aquella que la modifique o sustituya. Para tal efecto, se requiere que los mencionados agentes suscriban un acuerdo de confidencialidad con el transportador.

4.2 MECANISMOS PARA EL DÍA D, PROCESOS OPERACIÓN REAL EN AMBOS SECTORES. A continuación se describe la información requerida en ambos sectores para mejorar la coordinación de la operación real en el día D, generando los menores inconvenientes operativos posibles.

4.2.1 SECTOR ELÉCTRICO

Durante el día de operación real se podrán presentar redespachos y autorizaciones a los generadores termoeléctricos a gas para atender situaciones diversas en el sector eléctrico. A continuación las acciones del CND son:

- a) Los redespachos en el día D se originan debido a las causales establecidas en la regulación vigente o aquella que la modifique o sustituya.
- b) Las autorizaciones en el día D se originan debido a las causales establecidas en la regulación vigente o aquella que la modifique o sustituya.
- c) En el evento en que el SNT no esté en condiciones operacionales para atender redespachos o autorizaciones para el día D, (informados como emergencia por los transportadores al CND a través de declaración de Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia según Decreto 880 de 2007) el generador térmico será autorizado por el CND desde el momento de la emergencia hasta que este pueda reflejar las condiciones de disponibilidad de su recurso para efectos de ser tenida en cuenta en el proceso de redespacho.

4.2.2 SECTOR GAS

Durante el día de operación real se podrán presentar renominaciones de gas natural para atender las solicitudes de redespachos o autorizaciones generadas por el CND a los generadores termoeléctricos en los términos que la regulación lo establezca. Los transportadores en cumplimiento de la normatividad harán las siguientes acciones:

- a) Los transportadores publicarán las presiones en los puntos de referencia definidos en las agrupaciones de gasoductos según lo establecido en la regulación vigente o aquella que la modifique o sustituya.
- b) El transportador tramitará las renominaciones en los términos definidos en la regulación vigente o aquella que la modifique o sustituya.

- c) El transportador aplicará, para aceptar los redespachos o autorizaciones de un generador termoeléctrico a gas, lo establecido en la regulación vigente o aquella que la modifique o sustituya.
- d) El transportador publicará en su BEO los generadores termoeléctricos que incurran en desbalances diarios, según lo previsto en la regulación vigente o aquella que la modifique o sustituya.

5. PARQUEO DE GAS NATURAL.

El servicio de parqueo de gas natural será prestado por los transportadores, según lo previsto en la regulación vigente o aquella que la modifique o sustituya.

6. MERCADO DE DESBALANCES (Cruce de cuentas de balances).

Teniendo en cuenta los acuerdos de balances definidos en la Resolución CREG 071 de 1999 los generadores térmicos y demás agentes del sector, podrán negociar libremente con otros agentes del sector de gas natural los desbalances positivos o negativos y de esta manera balancear su cuenta de gas. Esta operación se realizará previa aprobación del respectivo Transportador.

7. RESPONSABILIDAD DE LOS AGENTES GENERADORES TÉRMICOS A GAS DE PUBLICAR EN EL SIMI EL PROGRAMA SEMESTRAL DE MANTENIMIENTOS.

La coordinación entre el sector gas – electricidad es posible mejorarla aplicando el siguiente mecanismo:

- a) Los generadores térmicos que utilizan gas natural publicarán en el SIMI la información de sus mantenimientos semestrales, según los lineamientos que la CREG defina en la resolución definitiva para la coordinación de mantenimientos e intervenciones. En coordinación con el CNOGas se definirán los mantenimientos que deberán cargarse en el SIMI.

8. TEMAS REGULATORIOS. De acuerdo con las condiciones regulatorias actuales no es posible una coordinación óptima entre los sectores gas y electricidad. Por lo anterior, se propone a la Comisión algunos aspectos que requieren cambios regulatorios que permitirán optimizar la coordinación entre los dos sectores.

8.1 Derrateo parcial de disponibilidades de los generadores térmicos a gas.

- a) Los generadores termoeléctricos a gas podrán derratear parcialmente las disponibilidades que fueron declaradas al CND en el proceso de oferta del día D-1.
- b) El derrateo parcial de las disponibilidades para los periodos que apliquen del día siguiente, D, será declarada por los generadores termoeléctricos a gas al CND a más tardar a las 21:00 horas del día D-1.
- c) El CND realizará un redespacho, teniendo presente la información de derrateo parcial de disponibilidades entregada por los generadores termoeléctricos.

8.2 Parqueo de gas

- a) Los generadores térmicos, para cumplir la generación de seguridad en el sector eléctrico programada por el CND, o bajo condiciones de riesgo de desabastecimiento de la demanda, previo aviso del CND, tendrán la más alta prioridad al momento de solicitar el servicio de parqueo, en caso de que el Transportador reciba el mismo día más de una solicitud de parqueo para el siguiente día de gas.
- b) El gas que se encuentre parqueado en el sistema de transporte podrá ser nominado por el agente que lo tenga, en un punto de salida del SNT en el mismo tramo regulatorio, previa aprobación del transportador y sujeto a la política comercial.

8.3 Modificaciones a las causales de redespacho.

En el día de la operación, se debe permitir que un agente se redespache a carga parcial por eventos de gas debidamente declarados del SNT, sin necesidad de indisponer totalmente una unidad de generación. Es decir, con base en el gas disponible el agente ajustaría su generación a carga parcial con base en su curva de eficiencia para cada configuración.

8.4 Numeral 4.2.1, Sector eléctrico, literal c).

El mecanismo a implementar en el día D, referido a la causal de autorización planteada en el literal c) del numeral 4.2.1 del presente documento "... (...)... el generador térmico será autorizado por el CND desde el momento de la emergencia hasta que este pueda reflejar las condiciones de disponibilidad de su



Consejo Nacional de Operación



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

recurso para efectos de ser tenida en cuenta en el proceso de redespacho”, requiere cambios regulatorios.

9. INSTRUMENTACIÓN DE ASPECTOS REGULATORIOS. Se requiere que la CREG instrumente algunos aspectos considerados en las Resoluciones vigente.

9.1 Promotor del mercado.

Los CNO's consideran necesario que la Comisión adopte la figura del Promotor del Mercado, según lo establecido en la Resolución CREG-089-2013, con el propósito de dinamizar un mercado secundario desde el muy corto plazo.

Anexo. Ciclos de nominación de suministro y transporte de gas natural

CICLO DE NOMINACIÓN DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE RESOL CREG-089-13 (Proceso úselo o véndalo de corto plazo)

ACTIVIDADES DENTRO DEL CICLO DE NOMINACIÓN DE SUMINISTRO	NOM. PROPUESTA RESOL. CREG-089-2013 (Incluye proceso úselo o véndalo)	ACTIVIDADES DENTRO DEL CICLO DE NOMINACIÓN DE TRANSPORTE	NOM. PROPUESTA RESOL. CREG-089-2013 (Incluye proceso úselo o véndalo)
Nominación de suministro de gas			
Despacho de gas (suministro) e informe al Gestor	15:30	Tiempo límite nominación de transporte	16:25
Declaración de productores-comercializadores y comercializadores de gas importado al gestor del mercado cantidades no-nominadas (disponibles)	A más tardar 15:55	Declaración de transportadores al gestor del mercado cantidades no-nominadas (disponibles)	A más tardar 16:50
Gestor consulta a térmicos disponibilidad de gas (suministro)	Antes de 16:00	Gestor consulta a térmicos disponibilidad de gas (transporte)	A más tardar 16:55
Gestor publica gas disponible para suministro	A más tardar 16:10	Gestor publica capacidad disponible para transporte	A más tardar 17:05
Recibo por Gestor solicitudes de compra de gas (suministro)	A más tardar 16:35	Recibo por Gestor solicitudes de compra de capacidad de transporte	A más tardar 17:30
Subasta e información de resultados para suministro	Entre 16:35-17:00	Subasta e información de resultados para transporte	Entre 17:30-17:55
Transacción comercial y nominación del gas asignado en la subasta de suministro		Transacción comercial y nominación del gas asignado en la subasta de transporte	
Programación definitiva de suministro (informe al productor-comercializador y comercializador de gas importado cantidad vendida)	A más tardar 18:50	Programación definitiva de transporte (informe al transportador capacidad vendida)	A más tardar 18:50
Programación definitiva de suministro (envío al responsable de la nominación y al gestor del mercado)	19:50	Programación definitiva de transporte (envío al responsable de la nominación y al gestor del mercado)	A más tardar 20:20
Envío, por responsable de la nominación, al comprador de corto plazo programa definitivo de suministro	A más tardar 20:30	Envío, por responsable de la nominación, al remitente de corto plazo programa definitivo de transporte	A más tardar 20:30

5. TEMAS PARA APROBACIÓN

5.1. Comité técnico Desviaciones consumo de gas.

Comentarios generales. TEBSA ha venido manifestando su preocupación por el riesgo en que se encuentran sus plantas que utilizan gas natural como combustible para la generación térmica, considerando que agentes del sector gas se desvían en su consumo ocasionando condiciones operativas no estables en el SNT de Promigas. A continuación detalle sobre este asunto:

❑ En la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 137 realizada el pasado 12 de diciembre de 2017 TEBSA planteó la necesidad de revisar las acciones que se pudieren implementar para recomendar a la CREG mecanismos que conlleven a solucionar la situación presentada con las variaciones de salida negativas. A su vez XM propone documentar las situaciones presentadas por TEBSA como riesgos operativos y complementar con los análisis eléctricos de los impactos de seguridad y confiabilidad de la red ante la salida de las plantas de generación involucradas, que permitan un análisis más integral y dar señales de mayor urgencia a la CREG.

❑ En la sesión COMI mensual presencial realizada el pasado 10 de enero de 2018 TEBSA volvió a manifestar su preocupación por el riesgo en sus plantas ante el evento ocurrido el 08 de enero de 2018 en el gasoducto Ballena-Barrancabermeja de TGI y sus implicaciones en los campos de La Guajira que a su vez afectó el SNT de Promigas.

❑ TEBSA y XM solicitaron incluir este tema en la sesión plenaria ordinaria del 06 de febrero de 2018, con el propósito de nombrar un comité técnico que se encargue de su desarrollo.

Se solicita al Consejo nombrar el comité técnico para desarrollar este tema.

5.2. Protocolo operativo Aseguramiento Metrológico equipos DPHC.

Comentarios generales. El Comité técnico del CNOGas ha venido desarrollando un protocolo operativo para evaluar el desempeño de los analizadores de DPHC, con el propósito de realizar recomendaciones a la CREG para incorporar lo previsto en el protocolo operativo en la regulación. A continuación los hitos generales sobre este tema:

En la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 137 realizada el pasado 12 de diciembre de 2017, el Secretario técnico presentó el avance en el proceso asociado con la “Evaluación de desempeño a analizadores en línea para medición de punto de rocío de hidrocarburo” cuyas pruebas en los campos Ballena y Cusiana-Cupiagua a los equipos para medición de DPHC fueron realizadas entre el 21 de noviembre y 02 de diciembre del año en curso.

En la misma sesión CNOGas No 137, informó que se esperaba la culminación por el CDT del Gas de los análisis cromatográficos a muestras de gas de los mencionados campos. El CDT del Gas entregó el resultado de los análisis cromatográficos en la tercera semana de diciembre de 2017.

En reunión del Comité técnico realizada el 30 de enero de 2018 se revisaron los resultados de (i) las pruebas a los analizadores en campo y (ii) los análisis cromatográficos a muestras de gas tomadas en campo , encontrando inconsistencias en los mismos.

El Comité técnico realiza en la presente sesión CNOGas No 138 ponencia sobre este proceso.

5.3. Concepto a MM&E_Medición en surtidores GNCV.

Comentarios generales. El Ministerio de Minas y Energía, MM&E, mediante comunicación 2017049504, 01-08-2017 solicitó concepto técnico al CNOGas sobre la medición en las EDS. En la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 135 realizada el 10 de agosto del año en curso, el Consejo aprobó iniciar el desarrollo del concepto técnico requerido por el MM&E a través del comité técnico designado para tal fin. A continuación los hitos generales sobre este tema:

❑ En la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 137 realizada el pasado 12 de diciembre de 2017, el Comité técnico del CNOGas presentó ponencia a concepto solicitado por el Ministerio de Minas y Energía en relación con la viabilidad de aplicar a partir del mes de abril de 2018 medición y comercialización en masa (kg) del gas vendido a usuarios finales en las estaciones de servicio para GNCV.

❑ El Ministerio de Minas y Energía, presente en esta sesión CNOGas No 137, manifestó que el alcance explicado no era suficiente para soportar una recomendación a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, gestora de la propuesta de medir y comercializar gas en las estaciones de servicios para GNCV en masa (kg), particularmente en lo relacionado con (i) la percepción del usuario final por el cambio de M3 a masa (kg) y (ii) el reglamento para aseguramiento metrológico de la medición al usuario final.

❑ En reunión del Comité técnico realizada el 30 de enero de 2018 se revisó nuevamente el documento compartido en la sesión CNOGas No 137 y decidió convocar reunión para el 20 de febrero de 2018 para estructurar la nueva versión que será sometida a aprobación del Consejo previo envío al Ministerio de Minas y Energía.

Solicitud aprobación CNOGas

Se solicita al Consejo aprobar el tema del numeral 5.1 de la presente sesión CNOGas No 138, considerando el alcance de la propuesta realizada.

En el acta de la presente sesión ordinaria CNOGas No 138 se redactarán los términos de la aprobación del Consejo para el tema sometido a su consideración.

6. TEMAS INFORMATIVOS

6.1. Comentarios proyecto Resolución CREG127-2017_ Intercambiabilidad de gases.

Comentarios generales. La CREG publicó en enero de 2018 el proyecto de Resolución CREG 127-2017 “Por la cual se complementan las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el Sistema Nacional de Transporte de Gas” con plazo para comentarios el 05 de febrero de 2018. A continuación los hitos generales sobre este tema:

❑ En el mencionado proyecto de Resolución CREG 127-2017 la CREG mencionó el aporte realizado por el CNOGas a través de diferentes propuestas y recomendaciones realizadas dentro de las cuales se encontraba el estudio preparado por Polygon Energy S.A.S. Este tema fue desarrollado por los miembros del Comité técnico desde el año 2015.

❑ El Comité técnico en sesión realizada el 30 de enero de 2018 revisó el proyecto de Resolución CREG 127-2017, encontrando que adoptó en su totalidad las recomendaciones realizadas por el CNOGas relacionadas con las especificaciones de calidad del gas natural del cuadro 7, del numeral 6.3 Calidad del gas del RUT.

❑ Acerca de los mecanismos previstos en el numeral 6.3.1. Punto de Rocío de Hidrocarburos del proyecto de Resolución CREG127-2017 asociados con la medición del Punto de Rocío de Hidrocarburos, el Comité técnico manifestó la conveniencia de dar espera al desarrollo del protocolo para la “Evaluación de desempeño a analizadores en línea para medición de punto de rocío de hidrocarburo” descrito en el numeral 5.2 de esta presentación para proceder con recomendaciones a la CREG.

❑ El Comité técnico consideró no procedente realizar comentarios al proyecto de Resolución CREG127-2017.



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 127 DE 2017

(11 SET. 2017)

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"

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

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

CONSIDERANDO QUE:

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

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión 800 del 11 de septiembre de 2017, acordó expedir esta resolución.

RESUELVE:

Artículo 1. Hágase público el 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*"

Artículo 2. Se invita a los agentes, a los usuarios, a las autoridades locales municipales y departamentales competentes, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Superintendencia de Industria y Comercio, para que remitan sus observaciones o sugerencias sobre la propuesta dentro de los 15 días hábiles siguientes a la publicación de la propuesta en la página web de la CREG.

Artículo 3. Las observaciones y sugerencias sobre el proyecto deberán dirigirse en formato 'word' a Germán Castro Ferreira, Director Ejecutivo de la Comisión,

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"

a la siguiente dirección: Avenida Calle 116 No. 7-15, Edificio Torre Cusezar, Interior 2, Oficina 901 o al correo electrónico creg@creg.gov.co.

Artículo 4. La presente Resolución no deroga disposiciones vigentes por tratarse de un acto de trámite.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C. a 11 SET. 2017


RUTTY PAOLA ORTIZ JARA

Viceministra de Energía
Delegada del Ministro de Minas y Energía
Presidente


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo



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

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Por la cual se complementan las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el Sistema Nacional de Transporte de Gas

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

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

CONSIDERANDO QUE:

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

De acuerdo con el numeral 73.4 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994, es función de las comisiones fijar normas de calidad a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos, y determinar para cada bien o servicio público unidades de medida y de tiempo que deben utilizarse al definir el consumo.

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

Según el Artículo 3º de la Ley 401 de 1997, es función de la CREG establecer las reglas y condiciones operativas que debe cumplir toda la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte a través del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural.

Mediante la Resolución CREG 071 de 1999 se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, en adelante RUT.

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

En el numeral 6.3 del RUT se establecen especificaciones de calidad del gas natural entregado al transportador por el agente, en el punto de entrada del Sistema de Transporte y por el Transportador en el Punto de Salida.



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"

Mediante las Resoluciones CREG 054 de 2007 y 131 de 2009 se complementan las especificaciones de calidad del gas natural inyectado al Sistema Nacional de Transporte, definidas en la Resolución CREG 071 de 1999.

Las especificaciones de calidad establecidas en el RUT tienen como propósito (i) contribuir a preservar la integridad de la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte y de los consumidores de gas y; (ii) facilitar el intercambio de gases, entendido como la capacidad para sustituir un combustible gaseoso por otro, en una aplicación de combustión, sin cambiar la seguridad operativa, la eficiencia y desempeño en términos del incremento de emisiones contaminantes. El intercambio de gases es de gran importancia cuando hay mezcla de gases en un sistema.

En el RUT no se ha definido estándar de calidad relacionado directamente con el intercambio de gases.

El intercambio de gases en Colombia empieza a tener relevancia a partir de la mezcla de cantidades importantes de gas natural de distintos campos (e.g. Cusiana y Cupiagua, La Guajira, La Creciente, Gibraltar), y ahora por la mezcla de gas local con gas natural importado.

La especificación de calidad relacionada con el intercambio de gases es una variable relevante para el gas importado que se inyecte al Sistema Nacional de Transporte. Una vez definida esta especificación, el importador obtendrá el gas en el mercado internacional acorde con la calidad exigida o, antes de inyectar el gas en el Sistema Nacional de Transporte, el importador realizará el tratamiento que corresponda para adecuar el gas a las condiciones de calidad requeridas.

En 2006, el Consejo Nacional de Operación Eléctrico informó a la CREG sobre los posibles impactos que generarían las mezclas de gas natural de Guajira y Cusiana en la operación de las plantas térmicas y propuso a la CREG una revisión de la normatividad vigente sobre especificaciones del gas natural que aseguren que las continuas variaciones en la composición de dichas mezclas se mantengan dentro de rangos que no afecten la seguridad, confiabilidad y desempeño ambiental de dichas plantas.

La CREG solicitó al Consejo Nacional de Operación Eléctrico ilustrar en mayor detalle sobre el rango adecuado de variación de la composición de la mezcla de gases requerido por las plantas térmicas, los límites de intercambiabilidad y composición química especificados por los fabricantes de las turbinas de cada planta. El Consejo Nacional de Operación Eléctrico manifestó que estaba investigando el tema en coordinación con la Universidad de Antioquia y que daría a conocer a la CREG los resultados de dicha investigación.

Fue así como en el año 2007, el Consejo Nacional de Operación Eléctrico propuso utilizar el Número de Wobbe, en conjunto con los valores de poder calorífico definidos en el RUT, para garantizar la continuidad en las características del gas que se transporta en los gasoductos y propuso que este no tuviera una variación superior a $\pm 2\%$, de acuerdo con las especificaciones definidas por fabricantes de turbinas y quemadores tipo *dry low NOx* instalados en el país.

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”

El Número de Wobbe es aceptado por la industria del gas natural en el ámbito internacional como un parámetro adecuado y práctico para caracterizar el intercambio de gases.

Mediante la Resolución CREG 084 de 2008, la CREG ordenó hacer público el 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”. Sobre este proyecto se recibieron comentarios pero no se adoptó la propuesta por considerarse que no era prioritario en su momento.

Mediante Resolución 680 de 2015, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo expidió el Reglamento Técnico para algunos gasodomésticos que se fabriquen nacionalmente o importen para ser comercializados en Colombia.

En la Resolución 680 de 2015 se define el Número de Wobbe como la “(r)elación entre el poder calorífico (inferior o superior) de un gas por unidad de volumen y la raíz cuadrada de su densidad relativa con respecto al aire, bajo las mismas condiciones de referencia”.

En la misma resolución se indica que en Colombia se comercializan exclusivamente gases del grupo H de la segunda familia, cuyo Número de Wobbe está en un rango de 45.7 MJ/m³ a 54.7 MJ/m³, y gases del grupo B/P de la tercera familia, cuyo Número de Wobbe está en un rango de 72.9 MJ/m³ y 87.3 MJ/m³ respectivamente. El gas natural pertenece a la segunda familia de gases.

El CNOGas, tomando en cuenta la situación actual del mercado de gas natural en Colombia, avanzó en un proyecto para la evaluación de la intercambiabilidad de gases con el propósito de presentar una propuesta para estudio y adopción por la CREG.

Mediante radicado CREG E-2015-013483 del 16 de diciembre de 2015, el CNOGas remitió a la CREG el Protocolo No. 002 de 2015, “*Modificación parcial Reglamento Único de Transporte, RUT, Intercambiabilidad de gas*”, el cual tiene por objeto “*incluir en el RUT criterios técnicos para el control en el intercambio de gas natural (intercambiabilidad) que permitan garantizar la seguridad operacional, eficiencia y desempeño en términos del incremento de emisiones contaminantes*”.

El numeral 6.3.2 del RUT requiere la medición en línea, entre otros aspectos, de las variables necesarias para calcular el Número de Wobbe.

La planta de regasificación de GNI, ubicada en la costa caribe colombiana, se encuentra operativa desde el pasado mes de diciembre de 2016.

Se ha observado y se prevé un incremento en las fuentes de gas a ser inyectado al Sistema Nacional de Transporte.

Se han planteado iniciativas tendientes a utilizar gas natural proveniente de rellenos sanitarios, gas metano procedente de yacimientos de carbón y aire propanado.



Civil

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"

Es necesario definir el rango del Número de Wobbe aplicable al gas inyectado al Sistema Nacional de Transporte. Por ello, mediante Resolución CREG 172 de 2016 se publicó el proyecto de resolución "*Por la cual se complementan las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el Sistema Nacional de Transporte de Gas*".

Durante el periodo de consulta de la mencionada Resolución, se recibieron comentarios de las siguientes empresas:

Empresa	Número de radicado CREG
Consejo Nacional de Operación de Gas Natural -CNOGas-	E-2016-013174
ISAGEN S.A. E.S.P.	E-2016-013351
Transportadora de Gas Internacional - TGI S.A. E.S.P.	E-2016-013401
Termobarranquilla S.A. E.S.P.	E-2016-013598

Los comentarios recibidos a la Resolución CREG 172 de 2016 fueron analizados, estudiados y se responden en su integridad en documento CREG 070 de 2017.

El CNOGas, en su comunicación con radicado CREG E-2016-013174 del 29 de noviembre de 2016, manifiesta que "*el CNOGas ha venido desarrollando, a través de un consultor externo, estudio acerca del estado del arte y otros aspectos de intercambiabilidad de gases cuya culminación está prevista para el lunes 5 de diciembre de 2016. A partir de esta fecha, el CNOGas analizará el documento final y remitirá a la CREG las recomendaciones que considere pertinentes*".

De acuerdo con lo anterior, el CNOGas remite a la Comisión, mediante radicado CREG E-2017-000865 del 31 de enero de 2017, las recomendaciones resultantes del análisis realizado por dicha entidad del estudio del estado del arte y otros aspectos de intercambiabilidad de gases desarrollado por el consultor externo. Posteriormente, mediante radicado CREG E-2017-000923 del 2 de febrero de 2017, remite dicho estudio.

Las recomendaciones remitidas por el CNOGas complementan la aplicación del número de Wobbe y se consideran pertinentes.

RESUELVE:

Artículo 1. Definiciones. Adiciónense las siguientes definiciones al numeral 1.1 del anexo general de la Resolución CREG 071 de 1999:

DENSIDAD RELATIVA: Relación entre la masa de gas contenida en un volumen determinado y la masa de aire seco de composición estándar (definido en ISO 6976 o AGA Report No. 5) que podría estar contenida en el mismo volumen a las mismas condiciones estándar. En todos los casos, para propósitos de la presente Resolución, se debe calcular, registrar y emplear la

Cuy

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"

densidad relativa real, la cual incorpora la corrección por los efectos de compresibilidad de los gases y del aire.

INTERCAMBIABILIDAD: Es la medida del grado en que las características de combustión de un gas son compatibles con las de otro gas. Se dice que dos gases son intercambiables cuando un gas puede ser sustituido por otro gas sin interferir con la operación de equipos o artefactos de combustión.

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

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

Artículo 2. Modifíquese el numeral 6.3 del anexo general de la Resolución CREG 071 de 1999, el cual quedará así:

6.3. CALIDAD DEL GAS

El Gas Natural entregado al Transportador por el Agente, en el Punto de Entrada del Sistema de Transporte y por el Transportador en el Punto de Salida, deberá cumplir con las especificaciones de calidad indicadas en el Cuadro 7.

Cuadro 7. Especificaciones de Calidad del Gas Natural

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido de Líquido (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , máximo en % volumen	5%	5%

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"

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Contenido de inertes máximo en % volumen (Nota 3)	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	7.2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1.6 mg/m ³	0.7 grano/1000 pc
Número de Wobbe (Nota 5)	Entre 46.6 MJ/m ³ y 52.7 MJ/m ³	Entre 1250.0 BTU/ft ³ y 1414.7 BTU/ft ³

Nota 1: Todos los datos sobre metro cúbico ó pie cúbico de gas están referidos a Condiciones Estándar.

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

Nota 3: Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂ y nitrógeno. El oxígeno se considera como un contaminante.

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

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

Salvo acuerdo entre las partes, el productor-comercializador, o el comercializador de gas importado cuando se trate de gas importado, y el remitente están en la obligación de entregar Gas Natural a la presión de operación del gasoducto en el Punto de Entrada hasta las 1200 Psig, de acuerdo con los requerimientos del Transportador. El Agente que entrega el gas no será responsable por una disminución en la presión de entrega debida a un evento atribuible al Transportador o a otro Agente usuario del Sistema de Transporte correspondiente.

Si el Gas Natural entregado por el Agente no se ajusta a alguna de las especificaciones establecidas en este RUT, el Transportador podrá rehusar aceptar el gas en el Punto de Entrada.

6.3.1. Punto de Rocío de Hidrocarburos.

El Punto de Rocío de Hidrocarburos para cualquier presión no deberá superar el valor de 45°F (7.2°C).

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

Se deberá adoptar el método de referencia basado en el estándar ASTM D-1142 o estándares de mayor exactitud, cuando estén disponibles, como

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"

método de referencia para resolver disputas, entre los Agentes, relacionadas con el Punto de Rocío de Hidrocarburos.

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

6.3.2. Verificación de la Calidad

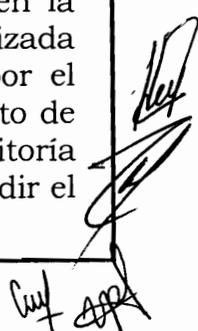
Es responsabilidad del Transportador verificar la calidad del gas que recibió, por lo tanto, una vez que el Transportador recibe el gas en el Sistema de Transporte, está aceptando que este cumple con las especificaciones de calidad. Para la verificación de la calidad del gas el productor-comercializador, o el comercializador de gas importado cuando se trate de gas importado, deberá instalar en los Puntos de Entrada, analizadores en línea que permitan determinar, como mínimo:

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

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

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

El Agente inconforme con las objeciones hechas por el Transportador en la forma aquí prevista, verificará, mediante auditoría que deberá ser realizada por una firma o persona natural seleccionada de la lista elaborada por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOGas, el cumplimiento de las especificaciones de calidad objetadas. Los resultados de la auditoría deberán ser comunicados y analizados con el Transportador antes de rendir el



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"

informe final. Dicho informe deberá contener conclusiones claras y expresas sobre el cumplimiento de las especificaciones de calidad objeto de la auditoría.

El Transportador no estará obligado a recibir el gas natural entregado por el Agente mientras se desarrolla la auditoría, o si el informe de auditoría concluye que el gas entregado no cumple con las especificaciones de calidad definidas en los numerales 6.3 y 6.3.1, o aquellos que los modifiquen o complementen. En este caso el costo de la auditoría lo asume el Agente.

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

6.3.3. Cumplimiento de las Especificaciones de CO₂

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

Si el Gas Natural entregado por el Agente no se ajusta al contenido máximo de CO₂ establecido en el RUT, el Transportador podrá rehusarse a aceptar el gas en el Punto de Entrada, o podrá solicitar al Remitente el pago de los costos que demande transportar gas por fuera de la especificación establecida en el presente Reglamento. Dichos costos se establecerán respetando el principio de neutralidad que señala la Ley.

6.3.4. Entrega de Gas Natural por Fuera de las Especificaciones Establecidas

Si el Gas Natural entregado por el Remitente es rechazado por el Transportador, por estar fuera de las especificaciones de calidad establecidas en este RUT, el Remitente deberá responder por todas las obligaciones que posea con los demás Agentes involucrados.

Si el Transportador entrega Gas Natural por fuera de las especificaciones de calidad establecidas, el Remitente podrá negarse a recibir el gas y el Transportador deberá responder por el perjuicio causado.

6.3.5. Intercambiabilidad de gas

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



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"

El número de Wobbe del gas entregado en los Puntos de Entrada del Sistema Nacional de Transporte será establecido por el Transportador mediante mediciones de composición de gas a través de cromatógrafos en línea. En caso que el cromatógrafo no disponga de la capacidad para registrar directamente el valor del número de Wobbe, este se calculará con base en los registros de poder calorífico y densidad relativa.

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

El productor-comercializador, o el comercializador de gas importado cuando se trate de gas importado, será el responsable de inyectar gas al Sistema Nacional de Transporte dentro del rango de Número de Wobbe establecido. Cuando un distribuidor inyecte gas directamente al sistema de distribución, el distribuidor-comercializador será el responsable de verificar el Número de Wobbe del gas que recibió.

Artículo 3. Transición. Para la implementación de lo dispuesto en el numeral 6.3.5 Intercambiabilidad de gas, adicionado al RUT por el Artículo 1 de la presente resolución, se otorgará un periodo de transición de doce (12) meses a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución.

Artículo 4. Vigencia. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial*.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Firma del proyecto,



RUTTY PAOLA ORTIZ JARA

Viceministra de Energía

Delegada del Ministro de Minas y Energía

Presidente



GERMÁN CASTRO FERREIRA

Director Ejecutivo



6.2. Avance proceso selección firmas auditoras Resolución CREG 107 de 2017_Procesos UPME.

Comentarios generales. La CREG mediante la Resolución CREG 107 de 2017 en su Artículo 23. Auditoría, encargó al CNOGas elaborar y publicar una lista de firmas auditoras para los proyectos que se ejecuten bajo procesos de selección, o a través del transportador incumbente. A continuación los hitos generales sobre este tema:

❑ En la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 137 realizada el pasado 12 de diciembre de 2017 el Secretario técnico presentó al Consejo el Acuerdo No 001 de 2017 actualizado con los parámetros y consideraciones remitidos por la UPME, mediante el cual se definen los criterios para el proceso de selección de firmas auditoras según lo previsto en el artículo 23 de la Resolución CREG 107 de 2017.

❑ El Consejo instruyó al Secretario técnico para realizar todo el proceso licitatorio para seleccionar y publicar el listado de firmas auditoras, previa revisión de los criterios definidos en el Acuerdo No 001 de 2017 por TGI y Promigas empresas que se postularon como parte del comité técnico para esta revisión. Una vez definido por el Secretario técnico el listado de firmas auditoras, este se presentará en sesión plenaria ordinaria o extraordinaria del CNOGas para aprobación por el Consejo.

En sesión del Comité técnico realizada el 25 de enero de 2018 en la cual participó solamente Promigas, se hizo una revisión general de los criterios definidos en el Acuerdo No 001 de 2017, con el compromiso de remitir el documento final ajustado el 01 de febrero de 2018, el cual se someterá a aprobación del Consejo en la actual sesión CNOGas No 138.

Los criterios a cumplir por los oferentes invitados a conformar el listado de firmas auditoras consideran el cumplimiento de indicadores financieros.

Se somete a aprobación del Consejo los criterios definidos en el Acuerdo No 001 de 2017 y la contratación de un profesional en finanzas para apoyar al Secretario técnico en la evaluación relacionada con este asunto.

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Criterios a cumplir por las firmas auditoras procesos asociados con la Resolución CREG 107 de 2017	A- 001 – 2017 Febrero 02 de 2018
---	---	-------------------------------------

ACUERDO No. 001 de 2017

“Por medio del cual se establecen los criterios que deben observar las firmas auditoras de los procesos asociados con lo establecido en la Resolución CREG 107 de 2017”

Contenido

1.	OBJETIVOS.....	2
2.	REQUISITOS DE LAS FIRMAS AUDITORAS.....	3
3.	DOCUMENTACIÓN PARA ACREDITACIÓN DE EXPERIENCIA DE LAS FIRMAS AUDITORAS.....	6

Fecha de aprobación:	06-Febrero-2018	
No. reunión CNOGas	CNOGas No 138	
Presidente:	xxx	
Asesor Jurídico:	Nora Palomo	
Secretario Técnico:	Fredí E. López	

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, de conformidad con lo establecido en la Ley 401 de 1997, en el Artículo 21 del Decreto 2100 de 2011 y en la Resolución CREG –107 de 2017, y

CONSIDERANDO:

- a) Que mediante la Resolución CREG 107 de 2017 “Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural” la CREG

definió los lineamientos generales, entre otros a cargo del CNOGas, la conformación y publicación de un listado de firmas auditoras a los proyectos del plan de abastecimiento de gas natural acogidos por el Ministerio de Minas y Energía.

- b) Que de conformidad con lo establecido en el Artículo 23. Auditoría, de la Resolución CREG 107 de 2017, *“Todos los proyectos que se ejecuten bajo procesos de selección, o a través del transportador incumbente según se establece en el Artículo 4 de la presente Resolución, deberán contar con una firma auditora en los términos y condiciones aquí establecidos, la cual deberá ser seleccionada a partir de una lista de firmas auditoras elaborada por el CNOG. El CNOG elaborará y publicará la lista de firmas auditoras de acuerdo con los parámetros y consideraciones que señale la UPME para tal fin. La lista será revisada por lo menos una vez al año y tendrá en cuenta los comentarios que la UPME emita sobre el desempeño, calidad y experiencia de los auditores. El auditor seleccionado no podrá tener participación alguna con el adjudicatario del proyecto y sus contratistas, ya sea en calidad de matriz, filial, subsidiaria o subordinada, de acuerdo con lo dispuesto en la legislación...(...).El alcance de la auditoría exigida corresponderá a las obligaciones asignadas en el Artículo 24 de la presente Resolución. Su incumplimiento dará lugar a la terminación del contrato y a que la firma auditora sea excluida de la lista que elabora el CNOG”*, la CREG asignó al CNOGas la tarea de elaborar y publicar una lista de firmas auditoras.
- c) Que de conformidad con lo establecido en el parágrafo del Artículo 23. Auditoría de la Resolución CREG 107 de 2017 se define que: *“La primera lista de firmas habilitadas para desarrollar la auditoría de los proyectos deberá ser publicada por el CNOG dentro de los tres meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente Resolución”*.
- d) Que la Resolución CREG 107 de 2017 fue publicada en el Diario Oficial No 50353 del 11 de septiembre de 2017, lo que implica que el plazo para que el CNOGas publique el listado de las firmas auditoras vence el 11 de diciembre de 2017.
- e) Que de conformidad con lo previsto en la Resolución CREG 107 de 2017, *“Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural”*, el CNOGas remitió la comunicación CNOGas-257-2017 de 18 de septiembre de 2017 mediante la cual solicitó a la UPME los parámetros y consideraciones, de acuerdo con lo previsto en el Artículo 23 de la mencionada resolución.
- f) Que la UPME mediante comunicación con radicado No 20171700040751 de 24 de noviembre de 2017 recibida en el CNOGas el 06 de diciembre de 2017, remitió al CNOGas la información solicitada en comunicación CNOGas-257-2017 de 18 de septiembre de 2017.

ACUERDA:

1. OBJETIVOS

El presente Acuerdo define los criterios que sustentarán la elaboración de la lista de las empresas interesadas en realizar los procesos de auditoría, seguimiento y control de proyectos de que trata la Resolución CREG 107 de 2017, así como las normas que la modifiquen, sustituyan o complementen.

Para la definición de tales criterios deberán considerarse los siguientes aspectos (i) Parámetros y consideraciones definidos por la UPME, (ii) Obligaciones del auditor según lo previsto en el Artículo 24 de la Resolución CREG 107 de 2017, (iii) Consideraciones de los miembros del CNOGas.

2. LAS FIRMAS AUDITORAS

Conforme a lo dispuesto en la Resolución CREG-107 de 2017, artículos 23. Auditoría, la firma auditora

seleccionada será responsable, entre otros, de la prestación de los servicios señalados en los artículos 24. Obligaciones del auditor y 25. Incumplimiento insalvable de la Resolución CREG 107 de 2017, información adjunta al presente Acuerdo en el Anexos 1 Resolución CREG 107-2017_Artículos 23, 24 y 25.

3. REQUISITOS DE LAS FIRMAS AUDITORAS

3.1. REQUISITOS GENERALES

Las firmas auditoras interesadas en participar en los procesos de auditoría establecidos en la Resolución CREG – 107 de 2017, deben cumplir con los siguientes requisitos:

- a) Ser una persona jurídica, legalmente constituida, que incluya en su objeto social la prestación de los servicios de auditoría, de conformidad con lo previsto en la legislación comercial.
- b) Se podrán presentar firmas auditoras de manera independiente o por un número plural de ellas, en este último evento, se deberá conformar un consorcio o una unión temporal.
- c) El consorcio o unión temporal deberá tener una duración mínima de 6 meses posterior a la terminación del contrato de auditoría.
- d) Los interesados que sean sociedades extranjeras sin sucursal establecida en Colombia, deberán designar un apoderado domiciliario en Colombia con el cumplimiento de los requisitos legales para tal fin, sin perjuicio del cumplimiento de los requisitos legales en caso de resultar seleccionada en algún proceso.
- e) Cada interesado podrá inscribir más de un profesional en cada cargo, esto con el fin de tener varias opciones en caso de agotar la disponibilidad de alguno de ellos.
- f) Los profesionales que cumplan requisitos para integrar un interesado podrán estar inscritos en más de una firma auditora que integre la lista, siempre que no se creen conflictos de interés ni se esté incurso en causal de inhabilidad o incompatibilidad por tal hecho.
- g) No estar incurso en alguna de las causales de inhabilidad o incompatibilidad previstas en la Ley 80 de 1993, y en las demás normas que establezcan inhabilidades y/o incompatibilidades en el ejercicio de las funciones de auditoría, y las que las adicionen, modifiquen o complementen.
- h) No tener vinculación económica con la empresa auditada o sus empresas filiales o asociadas.
- i) No haber tenido relación contractual con la firma auditada, en el último año. Para este efecto, la firma auditora de la sociedad proponente deberá certificar, mediante escrito, que en el año inmediatamente anterior al de la realización de la auditoría, no ha tenido ninguna relación contractual o relaciones de interés con la empresa sometida a su supervisión o haya participado en alguna de las fases preliminares en algunos de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural definido por la UMPE o el Ministerio de Minas y Energía.
- j) No tener participación alguna con el adjudicatario del proyecto y sus contratistas, ya sea en calidad de matriz, filial, subsidiaria o subordinada, de acuerdo con lo dispuesto en la legislación.
- k) El Director de la auditoría deberá tener certificación en gerencia de proyectos PMP¹ vigente. Se requiere especificar si la prestación del servicio de auditoría se realizaría con personal propio o personal contratado con terceros (a través de otras compañías).
- l) Cumplir con los indicadores financieros descritos a continuación:
 - ✓ Indicador de Liquidez: Activos Corrientes/Pasivos Corrientes. Este indicador debe ser mayor o igual a 1.5.
 - ✓ Indicador de Endeudamiento: Pasivos Totales/Activos Totales X 100. Este indicador debe ser menor o igual a 70%

Comentario [F1]: Revisar estos indicadores...modificarlos, cambiarlos, etc. si se considera necesario. Se pueden tomar los de los procesos de la UPME??

Comentario [KRM2]:
La UPME manejó lo siguiente en los procesos de la terminal y gasoducto de Buenaventura:

DOCUMENTOS FINANCIEROS HABILITANTES

La UPME con el propósito de verificar los índices financieros de capital de trabajo; solvencia y endeudamiento de los proponentes, solicitará los siguientes documentos:

- Que el proponente posea como mínimo un capital de trabajo equivalente al veinticinco por ciento (25%) del valor del presupuesto oficial. El capital de Trabajo se calculará como el resultado de la siguiente fórmula:

Capital de Trabajo = Activo Corriente - Pasivo Corriente.

- Que el proponente dispone de una solvencia (liquidez), mayor o igual a uno (>=1). La solvencia se calculará como el resultado de la siguiente fórmula:

Solvencia (liquidez) = Activo Corriente / Pasivo Corriente.

- Que el proponente tiene un nivel de endeudamiento inferior al 70%. El endeudamiento se calculará como el resultado de la siguiente fórmula:

Endeudamiento = Pasivo Total / Activo Total.

Nota 1: Para el caso del estudio financiero de los consorcios o uniones temporales, se sumarán los respectivos activos, pasivos y patrimonios, y cada uno de los integrantes deberá anexar la documentación aquí solicitada.

Nota 2: Tratándose de personas jurídicas extranjeras, la acreditación se realizará conforme al régimen legal del país, respectivo.

- ✓ Indicador de Capital de Trabajo: $\text{Valor del Contrato/Plazo del Contrato} \times 3 \text{ Meses}$. Este indicador debe ser mayor o igual al resultado de la fórmula.

Comentario [F3]: Cuáles serían los contratos referidos en esta fórmula??

II) Información SARLAFT, según documentos en el Anexo 2.

3.2. CAPACIDAD TÉCNICA DEL AUDITOR

El interesado deberá tener mínimo experiencia en los siguientes aspectos:

3.2.1 Auditor Planta de Regasificación del Pacífico

3.2.1.1 Capacidad Técnica

El interesado deberá acreditar experiencia en conjunto de las siguientes actividades, así:

- i. Mínimo dos (2) proyectos en los que se haya realizado auditoría o consultoría de gestión de proyectos (PMC²) o servicios de gerenciamiento de proyectos (EPCM³) al diseño de terminales de regasificación con capacidades similares o superiores a las del proyecto a auditar.
- ii. Mínimo dos (2) proyectos en los que se haya realizado auditoría o consultoría de gestión de proyectos (PMC) o servicios de gerenciamiento de proyectos (EPCM) a la procura, construcción y puesta en marcha de terminales de regasificación.
- iii. Mínimo un (1) proyecto en el que se haya realizado auditoría o consultoría de gestión de proyectos (PMC) o servicios de gerenciamiento de proyectos (EPCM) en pruebas de desempeño y de recibo de una FSRU o FSU, según aplique⁴.
- iv. Diseño o auditorías al diseño de instalaciones marinas asociadas a terminales de importación y regasificación de GNL.
- v. Construcción o auditorías a la construcción de instalaciones marinas asociadas a terminales de importación y regasificación de GNL.
- vi. Mínimo un (1) proyecto en el que se haya realizado auditoría o interventoría o consultoría de gestión de proyectos (PMC) o servicios de gerenciamiento de proyectos (EPCM) al diseño, la procura, construcción y puesta en marcha de tuberías para el transporte de gas natural en estado gaseoso y líquido.
- vii. Mínimo dos (2) años en auditoría o implementación y mantenimiento de sistemas de gestión de calidad de proyectos de infraestructura.
- viii. Mínimo un (1) proyecto en el que se haya realizado asesoría en el licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditoría a la implementación de planes de manejo ambiental que resulten del licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura.

Comentario [F4]: Como conoce de manera anticipada el auditor esta capacidad??

3.2.1.2 Idoneidad de personal

El interesado deberá contar con el personal necesario y suficiente para garantizar el correcto desarrollo de su actividad. No obstante, se deben identificar un mínimo de responsables de áreas que son fundamentales para esta labor, las cuales se presentan así:

- i. Director de Auditoría: un (1) profesional universitario graduado, con certificación en gerencia de proyectos PMP vigente, con experiencia en dirección de Interventorías o Auditorías. Experiencia general mínima de ocho (8) años. Específica de mínimo tres (3) años.
- ii. Un (1) ingeniero: profesional universitario graduado con matrícula profesional vigente o su equivalente en el extranjero, en las áreas de la ingeniería con experiencia en auditoría o consultoría

¹ PMP, por sus siglas en inglés "Project Management Professional".

² PMC, por sus siglas en inglés "Project Management Consultant".

³ EPCM, por sus siglas en inglés "Engineering, Procurement and Construction Management (EPCM)" services.

⁴ La experiencia deberá acreditarse en la solución flotante que aplique según lo ofertado por el inversionista.

de gestión de proyectos (PMC) o servicios de gerenciamiento de proyectos (EPCM) en el diseño la procura, construcción y puesta en marcha de terminales de regasificación. Experiencia mínima de cinco (5) años.

iii. Un (1) ingeniero: profesional universitario graduado con matricula profesional vigente o su equivalente en el extranjero, en las áreas de la ingeniería con experiencia en auditoría o consultoría de gestión de proyectos (PMC) o servicios de gerenciamiento de proyectos (EPCM) en pruebas de desempeño y de recibo de una FSRU o FSU, según aplique. Experiencia mínima de cinco (5) años.

iv. Un (1) profesional: con experiencia en servicios de asesorías para licenciamiento ambiental o en auditoría al proceso de licenciamiento ambiental de proyectos en hidrocarburos. No serán válidas experiencias exclusivas en la interventoría y/o auditoría de la implementación de planes de manejo ambiental. Experiencia mínima de cinco (5) años.

v. Un (1) profesional: con experiencia en sistemas de gestión de calidad de proyectos de infraestructura. Experiencia mínima de cinco (5) años.

vi. Un (1) ingeniero: profesional universitario graduado con matricula profesional vigente en las áreas de la ingeniería o su equivalente en el extranjero, con experiencia en el diseño de tuberías para el transporte de gas natural en estado gaseoso y líquido o auditoría o interventoría en el diseño de tuberías para el transporte de gas natural en estado gaseoso y líquido. Experiencia mínima de cinco (5) años.

Nota: Uno de los profesionales universitarios graduados relacionados en los numerales ii, iii, iv y v podrán ejercer el cargo de director de auditoría, lo anterior, siempre y cuando el profesional acredite como mínimo tres (3) años de experiencia en dirección de interventorías o auditorías adicionales a los cinco (5) años exigidos.

3.2.2 Gasoductos

3.2.2.1 Capacidad Técnica

El interesado deberá acreditar una experiencia mínima en conjunto de las siguientes actividades, así:

i. Diseño de gasoductos o auditoría o interventoría en el diseño de gasoductos.

ii. Construcción de gasoductos y/o proyectos de incremento de capacidad de transporte en gasoductos (loop, estaciones compresores) o auditoría o interventoría en la construcción de gasoductos y/o proyectos de incremento de capacidad de transporte en gasoductos dependiendo del alcance del proyecto del plan abastecimiento de gas natural.

iii. Supervisión o auditoría a sistemas de gestión de calidad de proyectos de infraestructura.

iv. Asesoría en el licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditoría de la implementación de planes de manejo ambiental que resulten del licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura.

3.2.2.2 Capacidad de personal El interesado deberá contar con el personal necesario y suficiente para garantizar el correcto desarrollo de su actividad. No obstante, se deben identificar un mínimo de responsables de áreas que son fundamentales para esta labor, las cuales se presentan así:

i. Director de Auditorías: un (1) profesional universitario graduado, con certificación PMP vigente, con experiencia en dirección de Interventorías o Auditorías. Experiencia mínima de ocho (8) años.

ii. Un (1) ingeniero profesional universitario graduado con matrícula profesional vigente o su equivalente en el extranjero, en las áreas de la ingeniería con experiencia en diseño y/o interventoría de diseño de gasoductos y/o proyectos de incremento de capacidad de transporte en gasoductos. Experiencia mínima de cinco (5) años específica con respecto al alcance del proyecto del plan abastecimiento de gas natural.

iii. Un (1) ingeniero: profesional universitario graduado con matricula profesional vigente en las áreas de la ingeniería con experiencia en construcción o interventoría o auditoría de construcción de

gasoductos y/o proyectos de incremento de capacidad de transporte en gasoductos. Experiencia mínima de cinco (5) años específica con respecto al alcance del proyecto del plan abastecimiento de gas natural.

iv. Un (1) profesional con experiencia en licenciamiento ambiental o estructuración de estudios tendientes al licenciamiento ambiental o en auditoría o Interventoría al proceso de licenciamiento ambiental de gasoductos o poliductos o propanoductos y/o estaciones compresoras. No serán válidas experiencias exclusivas en la interventoría y/o auditoría de la implementación de planes de manejo ambiental. Experiencia mínima de cinco (5) años específica con respecto al alcance del proyecto del plan abastecimiento de gas natural.

v. Un (1) profesional con experiencia en sistemas de gestión de calidad de proyectos de infraestructura. Experiencia mínima de cinco (5) años.

Nota: Uno de los profesionales universitarios graduados relacionados en los numerales ii, iii, iv y v podrán ejercer el cargo de director de auditoría, lo anterior siempre y cuando el profesional acredite como mínimo tres (3) años de experiencia en dirección de interventorías o auditorías adicionales a los cinco (5) años exigidos

4. DOCUMENTACIÓN PARA ACREDITACIÓN DE EXPERIENCIA ESPECÍFICA DE LAS FIRMAS AUDITORAS.

4.1. Planta de Regasificación del Pacífico

- a) El Interesado deberá certificar y/o acreditar una experiencia mínima de ocho (8) años en conjunto de las siguientes actividades:
 - i. Auditoría o consultoría de gestión de proyectos (PMC) o servicios de gerenciamiento de proyectos (EPCM) en pruebas de desempeño y de recibo de una FSRU o FSU, según aplique. Mínimo un (1) proyecto.
 - ii. Auditoría o consultoría de gestión de proyectos (PMC) o servicios de gerenciamiento de proyectos (EPCM) al diseño, la procura, construcción y puesta en marcha de terminales de regasificación. Mínimo dos (2) proyectos con características similares o superiores a las del proyecto.
 - iii. Auditoría o interventoría a sistemas de gestión de calidad de proyectos de infraestructura.
 - iv. Licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o estructuración de estudios tendientes al licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditoría al proceso de licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditarla de la implementación de planes de manejo ambiental que resulten del licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura.
 - i. Diseño y construcción de puertos marinos o fluviales o auditoría o interventoría en diseño y construcción de puertos marinos o fluviales.
 - iv. Auditoría o interventoría en el diseño y construcción de tuberías para el transporte de gas natural en estado gaseoso y líquido.
- b) El interesado deberá presentar certificaciones de las experiencias de los profesionales definidos en el numeral 3.2.1.2.
- c) Certificación y/o acreditación del Director de Auditorías en PMP según lo descrito en el numeral 3.2.1.2.
- d) Certificado de existencia y representación legal expedido por la Cámara de Comercio del domicilio principal de la sociedad, con una vigencia menor a un (1) mes, en el cual se certifique sobre el objeto social vigente, de conformidad con lo previsto en la legislación comercial.
- e) Si se trata de persona jurídica extranjera, deberá acreditar su existencia y representación legal conforme a la legislación de su país de origen, con documentos cuya expedición no sea superior a noventa (90) días calendario contados a partir de la fecha de solicitud de documentos.

- f) Carta, firmada por el representante legal de la sociedad, en donde certifique no estar incurso en alguna de las causales de inhabilidad o incompatibilidad previstas en la Ley 80 de 1993, y en las demás normas que establezcan inhabilidades y/o incompatibilidades en el ejercicio de las funciones de auditoría, y las que las adicionen, modifiquen o complementen.
- g) Carta, firmada por el representante legal de la sociedad, en donde certifique que no ha tenido relación contractual o relaciones de interés con la firma auditada, en el año inmediatamente anterior al de la realización de la auditoría.
- j) 1. Estados financieros auditados a 31 de diciembre de 2015 y 2016 y estados financieros 2017, sin auditar. 2. Cálculo de los Indicadores financieros definidos en el numeral 3.1. Requisitos generales, literal l), del presente documento.
- k) Diligenciamiento y suscripción por el representante legal de la información contenida en el Anexo 2-Declaración y control de LA-FT.

4.2. Gasoductos

- a) El Interesado deberá certificar y/o acreditar una experiencia mínima de ocho (8) años en conjunto de las siguientes actividades, así:
 - i. Diseño de gasoductos o auditoría o interventoría en el diseño de gasoductos.
 - ii. Construcción de gasoductos o proyectos de incremento de capacidad de transporte en gasoductos o auditoría o interventoría en la construcción de gasoductos o proyectos de incremento de capacidad de transporte en gasoductos.
 - iii. Supervisión o auditoría a sistemas de gestión de calidad de proyectos de infraestructura.
 - iv. Licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o estructuración de estudios tendientes al licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditoría al proceso de licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditoría de la implementación de planes de manejo ambiental que resulten del licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura.
- b) Certificación y/o acreditación del Director de Auditorías en PMP según lo descrito en el numeral 3.2.2.2.
- c) Certificado de existencia y representación legal expedido por la Cámara de Comercio del domicilio principal de la sociedad, con una vigencia menor a un (1) mes, en el cual se certifique sobre el objeto social vigente, de conformidad con lo previsto en la legislación comercial.
- d) Si se trata de persona jurídica extranjera, deberá acreditar su existencia y representación legal conforme a la legislación de su país de origen, con documentos cuya expedición no sea superior a noventa (90) días calendario contados a partir de la fecha de solicitud de documentos.
- e) Carta, firmada por el representante legal de la sociedad, en donde certifique no estar incurso en alguna de las causales de inhabilidad o incompatibilidad previstas en la Ley 80 de 1993, y en las demás normas que establezcan inhabilidades y/o incompatibilidades en el ejercicio de las funciones de auditoría, y las que las adicionen, modifiquen o complementen.
- f) Carta, firmada por el representante legal de la sociedad, en donde certifique que no ha tenido relación contractual o relaciones de interés con la firma auditada, en el año inmediatamente anterior al de la realización de la auditoría.
- j) 1. Estados financieros auditados a 31 de diciembre de 2015 y 2016 y estados financieros 2017, sin auditar. 2. Cálculo de los indicadores financieros definidos en el numeral 3.1. Requisitos generales, literal l), del presente documento.
- k) Diligenciamiento y suscripción por el representante legal de la información contenida en el Anexo 2-Declaración y control de LA-FT.

6.3. Avance revisión requisitos técnicos_Artículos 9 y 10 Resolución CREG 155-2017_Procesos UPME-Open Season.

Comentarios generales. Mediante la Resolución CREG 155 de 2017 “Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones” la CREG estableció algunos lineamientos generales y asignó una tarea al CNOGas. A continuación los hitos generales sobre este tema:

❑ En la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 137 realizada el pasado 12 de diciembre de 2017 el Secretario técnico presentó al Consejo el alcance de lo previsto en los artículos 9 y 10 de la Resolución CREG 155 de 2017, relacionado con la definición por el CNOGas de un listado de requisitos técnicos que deben tener y dar cumplimiento los agentes auditores para los tipos de proyectos a desarrollar acorde con la presente resolución que se lleven a cabo como resultado de los Open Season.

❑ En la mencionada sesión CNOGas No 137 se nombra el Comité técnico que desarrollará este tema conformado por TGI, Geoproduction e Isagén, quien invitará a las diferentes sesiones a EPM.

❑ En la reunión realizada el 25 de enero de 2018 los miembros del Comité técnico no asistieron, por lo que no fue posible avanzar en el desarrollo de este tema.

Resulta importante destacar los siguientes aspectos:

- ✓ La Resolución CREG 155 de 2017 fue publicada en el Diario Oficial No 50408 del 5 de noviembre de 2017, lo que implica que el plazo para que el CNOGas liste los requisitos técnicos que deben cumplir las firmas auditoras vence el 5 de marzo de 2018.
- ✓ En uno de los apartes del Artículo 10. Requisitos técnicos del Auditor, de la Resolución CREG 155 de 2017 se establece que: *“El plazo previsto en el presente artículo no será prorrogable e incluye que el CNOG realice la divulgación y presentación pública del listado de requisitos técnicos que deben cumplir los auditores”*.

Se programará reunión para avanzar en el desarrollo de la tarea asignada por la Comisión en esta Resolución CREG 155-2017.

6.4. Avance revisión proceso listado de firmas auditoras calidad del gas_ Resolución CREG 152 de 2017.

Comentarios generales. Mediante la Resolución CREG 152 de 2017 “Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural”, la CREG estableció algunos lineamientos generales y asignó una tarea al CNOGas. A continuación los hitos generales sobre este tema:

❑ En la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 137 realizada el pasado 12 de diciembre de 2017 el Secretario técnico presentó al Consejo el alcance de lo previsto en la Resolución CREG 152 de 2017, relacionado con la verificación del cumplimiento de las especificaciones de calidad del gas natural licuado y gas natural a ser inyectado en plantas de regasificación y en sistemas de transporte por tuberías y la responsabilidad asignada al CNOGas de elaborar y mantener actualizada una lista de firmas y/o personas con reconocida experiencia en este tema.

❑ En la mencionada sesión CNOGas No 137 se nombra el Comité técnico que desarrollará este tema conformado por TGI y Geoproduction.

❑ En la reunión realizada el 25 de enero de 2018 los miembros del Comité técnico no asistieron, por lo que no fue posible avanzar en el desarrollo de este tema.

Resulta importante destacar los siguientes aspectos:

- ✓ El Parágrafo 4 del artículo 6 de la Resolución CREG 152-2017, establece que: *“El CNO-Gas de manera oportuna deberá elaborar y mantener actualizada una lista de firmas y/o personas con reconocida experiencia en medición de especificaciones de calidad de gas natural licuado y gas natural a ser inyectado en plantas de regasificación y en sistemas de transporte por tubería. De esta lista el agente responsable de entregar el gas en la planta selecciona la firma o persona que verifica las especificaciones de calidad objetadas por el adjudicatario”.*

Se programará reunión para avanzar en el desarrollo de la tarea asignada por la Comisión en esta Resolución CREG 152-2017.

6.5. Suscripción otrosí contrato fiduciario Davivienda_Pagos en moneda extranjera e incremento comisión fiduciaria.

Comentarios generales. FiduDavivienda manifestó al Secretario técnico en julio de 2017 acerca de la necesidad de suscribir un otrosí al contrato fiduciario actual considerando la necesidad de incrementar la comisión fiduciaria mensual e incluir la realización de pagos en moneda extranjera, cuando sea requerido. Algunos hitos:

❑ En la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 137 realizada el pasado 12 de diciembre de 2017 el Secretario técnico realizó presentación en la cual aclara, de manera general, el alcance del otrosí a suscribir con FiduDavivienda con ocasión del incremento de la comisión fiduciaria y la realización de pagos en moneda extranjera, en el momento en que sea requerido.

❑ En dicha sesión CNOGas No 137 el Consejo aprueba la suscripción del otrosí por el Secretario técnico una vez el mismo sea revisado y aceptado por los miembros del CNOGas.

❑ El Secretario técnico envió el 13 de diciembre de 2017 a los miembros del Consejo los términos del Otrosí a suscribir y solicitó su aprobación con fecha límite el 05 de enero de 2018. Por cuanto no hubo pronunciamiento alguno, se infiere que el otrosí fue aprobado.

❑ El Secretario técnico remitió el 15 de diciembre de 2017 comunicación CNOGas-328-2017 a FiduDavivienda mediante la cual solicita que (i) el incremento en la comisión fiduciaria mensual sea de 2,0 SMLMV y no de 2,5 SMLMV propuesto por FiduDavivienda, (ii) Pago de 0,5 SMLMV por cada contrato elaborado y celebrado y (iii) asunción por el CNOGas de los pagos de servicios públicos generados en su oficina. Esta propuesta es integral y vinculante.

❑ FiduDavivienda en comunicación recibida el 02 de febrero de 2018 dio respuesta a la comunicación CNOGas-328-2017 y confirmó que mantiene el incremento de 2,5 SMLMV para la comisión fiduciaria mensual, tal como había sido definido por la Fiduciaria en su comunicación No 075951 del 31 de julio de 2017. La condición final en el contrato fiduciario a partir del 01 de abril de 2018 sería la siguiente:

- ✓ Incremento de la comisión fiduciaria mensual a 2,5 SMLMV (El presupuesto CNOGas 2018 fue elaborado y aprobado con este incremento).
- ✓ Eliminación del pago de las comisiones por la elaboración y celebración de nuevos contratos (Anteriormente comisión equivalente al 0,5 SMLMV).
- ✓ Hasta un (1) pago en moneda extranjera al mes.
- ✓ Continuar con el pago de los servicios públicos generados en la oficina del CNOGas.

Procederemos con la gestión para la suscripción del otrosí al contrato fiduciario actual.

Bogotá D.C, 15 de diciembre de 2017

CNOGAS-328-2017

Doctor
Luis Gilberto Blanco Patiño
Coordinador de Gestión de Fiducia Estructurada
Fiduciaria Davivienda
Ciudad

Asunto: Su comunicación 075951 de 31 de julio de 2017, Incremento de comisión fiduciaria Patrimonio Autónomo No 3108238 CNOGAS.

Respetado doctor Blanco,

Una vez evaluada junto con los fideicomitentes la decisión tomada por el comité de negocios de la Fiduciaria Davivienda en el sentido de incrementar la comisión fiduciaria a dos punto cinco salarios mínimos mensuales vigentes (2,5 SMMLV) incluyendo hasta un pago en moneda extranjera al mes y a su vez eliminar el cobro de las comisiones por elaboración y celebración de contratos equivalente a medio salario mínimo mensual vigente (0,5 SMMLV) y aprobada por el Consejo la propuesta presentada por el Secretario técnico en la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 137 realizada el 12 de diciembre del año en curso, nos permitimos plantear el alcance de la misma:

1. Incremento de la comisión fiduciaria a dos punto cero salarios mínimos mensuales vigentes (2,0 SMMLV), pagaderos de forma mensual.
2. Pago por el CNOGas del valor actualmente previsto en el contrato fiduciario por la elaboración y celebración de nuevos contratos, equivalente a medio salario mínimo mensual vigente (0,5 SMMLV), pagadero por cada contrato nuevo elaborado y celebrado.
3. Pago por el CNOGas de los servicios públicos generados en su oficina de la Avenida El Dorado No 68 C 61, Oficina 532 (Luz, Agua, Telefonía celular, Internet + TV + Telefonía fija y plataforma Spontania). Para materializar estos pagos se requiere que la Fiduciaria Davivienda incremente el valor de la caja menor a un millón de pesos m/cte. (\$1.000.000). Estos pagos a cargo del CNOGas disminuirán en alrededor de 60 trámites anuales de órdenes de giro a la Fiduciaria Davivienda.

Es necesario precisar que la propuesta presentada por el CNOGas es integral y vinculante entre las mismas, es decir, de aprobarse por la Fiduciaria Davivienda se aplicaría en su totalidad lo formulado en los 3 (tres) numerales anteriores de la presente comunicación.

Quedamos a la espera de respuesta de la Fiduciaria Davivienda para proceder con el trámite del respectivo Otrosí cuya suscripción por el Secretario técnico fue aprobada en la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 137 realizada el 12 de diciembre de 2017.

Saludos



FREDI ENRIQUE LÓPEZ SIERRA
Secretario Técnico

Copia: Miembros CNOGas

Bogotá D.C., 01 de Febrero de 2018.

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

ASUNTO: CONFIRMACIÓN VALOR POR CONCEPTO DE COMISIÓN FIDUCIARIA AÑO 2018 PATRIMONIO AUTÓNOMO No. 3108238 C.N.O. GAS.

Estimado Doctor López:

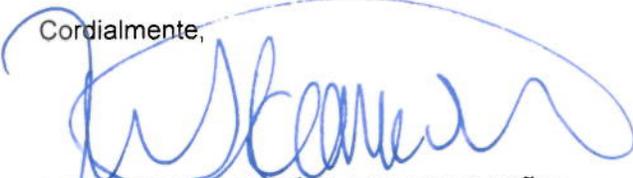
Reciba un cordial saludo de Fiduciaria Davivienda S.A.

Una vez revisada su solicitud en comunicación C.N.O. GAS 328 del 2017 mediante la cual propone que (i) la comisión fiduciaria mensual se incremente a solo 2,0 salarios mínimos mensuales legales vigentes (2,0 SMMLV), (ii) pago de las comisiones por la elaboración y celebración de contratos equivalente a medio salario (1/2) SMMLV y (iii) pago por el C.N.O. GAS de los servicios públicos generados en su oficina, nos permitimos manifestar que una vez evaluada su solicitud por el comité fiduciario se decidió mantener la comisión fiduciaria mensual de dos punto cinco salarios mínimos mensuales legales vigentes (2.5 SMMLV) la cual incluye hasta un pago en moneda extranjera al mes y a su vez eliminar el cobro de las comisiones por la elaboración y celebración de contratos equivalente a medio salario (1/2) SMMLV , tal como había sido definido por la Fiduciaria en comunicación 075951 del 31 de Julio de 2017.

Con base en lo anterior, quedamos atentos a la respuesta que sobre este particular considere el C.N.O. GAS y de aceptarse nuestra propuesta procederemos con la gestión del respectivo otrosí al contrato del fideicomiso

Cualquier información adicional que requiera, con gusto será suministrada en la Coordinación de Gestión de Fiducia Estructurada, teléfonos 330 00 00 extensiones 91070 y 92373 en la ciudad de Bogotá o a los correos electrónicos lgblanco@davivienda.com ó icplazas@davivienda.com.

Cordialmente,



LUIS GILBERTO BLANCO PATIÑO
Coordinador de Gestión de Fiducia Estructurada

6.6. Plan de trabajo CNOGas 2018.

Comentarios generales. Anualmente el Consejo aprueba temas técnicos para análisis de los mismos y recomendaciones a la CREG. Algunos de estos temas resultan de solicitud de la CREG y otros del interés propio del CNOGas. Algunos aspectos sobre este asunto:

❑ En la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 137 realizada el pasado 12 de diciembre de 2017 el Secretario técnico presentó el Plan de trabajo CNOGas 2018 que incluye los temas a desarrollar por los comités designados por el Consejo. El Consejo solicitó incluir algunos temas revisados en la mencionada sesión CNOGas No 137 y aprobó el Plan de trabajo.

❑ El Plan de trabajo CNOGas 2018 incluye temas que requieren pronto desarrollo. A continuación se listan los principales:

- ✓ Responsabilidad CNOGas Resolución CREG 107-2017, Listado firmas auditoras procesos UPME.
- ✓ Responsabilidad CNOGas Resolución CREG 155-2017, Requisitos técnicos firmas auditoras procesos UPME.
- ✓ Proyecto de Resolución CREG 043-2017_Protocolo entrega física de gas a demanda esencial.
- ✓ Concepto a MM&E_Medición en EDS GNCV.
- ✓ Propuesta modificación Artículo 24 Resolución CREG 107-2017
- ✓ Código de Buen Gobierno.
- ✓ Protocolo operativo Aseguramiento metrológico equipos DPHC-Recomendación a la CREG.

ITEM	DESCRIPCIÓN COMPROMISOS	COMITÉ RESPONSABLE	CRONOGRAMA DE TRABAJO												
			ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
1	Agenda regulatoria de la CREG.	Secretario Técnico	Secretario Técnico												
2	Responsabilidad CNOGas Resolución CREG 107-2017, Listado firmas auditoras procesos UPME.	Comité operativo	ComTec.	CNOGas	CNOGas-CREG										
3	Responsabilidad CNOGas Resolución CREG 152-2017, Listado firmas auditoras calidad del gas.	Comité técnico								ComTec.	CNOGas	ComTec.	CNOGas	ComTec.	CNOGas
4	Responsabilidad CNOGas Resolución CREG 155-2017, Requisitos técnicos firmas auditoras procesos UPME.	Comité operativo	ComTec.	CNOGas	ComTec.	CNOGas-CREG									
5	Proyecto de Resolución CREG 043-2017_ Protocolo entrega física de gas a demanda esencial.	Comité operativo													
6	Concepto a MM&E_Medición en EDS GNCV.	Comité técnico													
7	Propuesta modificación Artículo 24 Resolución CREG 107-2017	Comité operativo													
8	Código de Buen Gobierno.	Comité operativo													
9	Protocolo operativo Aseguramiento metrológico equipos DPHC- Recomendación a la CREG.	Comité técnico	ComTec.	CNOGas-CREG											
10	Reconstrucción de poder calorífico.	Comité técnico							ComTec	ComTec	CNOGas	ComTec	CNOGas	ComTec	CNOGas
11	Tránsito al Sistema internacional de unidades.	Comité técnico	ComTec.	CNOGas	ComTec.	CNOGas	ComTec	CNOGas							
12	Modificación de los horarios de los ciclos de nominación en suministro y transporte.	Comité operativo			ComOp	CNOGas	CNOGas-CREG								
13	Revisión modelos de los Acuerdos Operativos de Balance.	Comité operativo					ComOp	CNOGas	ComOp	CNOGas					
14	Revisión efecto-implementación Resolución CREG-088-2015, en lo relacionado con: (i) Variaciones de salida, (ii) Desbalances acumulados y (iii) Afectaciones en SNT's-compensaciones.	Comité operativo								Com Op	CNOGas	Com Op	CNOGas		
15	Coordinación gas-electricidad, Resolución CREG-088-2015.	Comité operativo										Com Op	CNOGas	Com Op	CNOGas
OBSERVACIONES:															
Las reuniones para el desarrollo de los temas serán (i) presenciales o (ii) Virtuales, dependiendo del avance y requerimiento de cada tema.															

7. PROPOSICIONES Y VARIOS

GASODUCTO BUENAVENTURA - YUMBO



PROMIGAS

Conexión al SNT

Gráfica 7-15: Requerimientos de infraestructura de los gasoductos Buenaventura-Yumbo-Vasconia

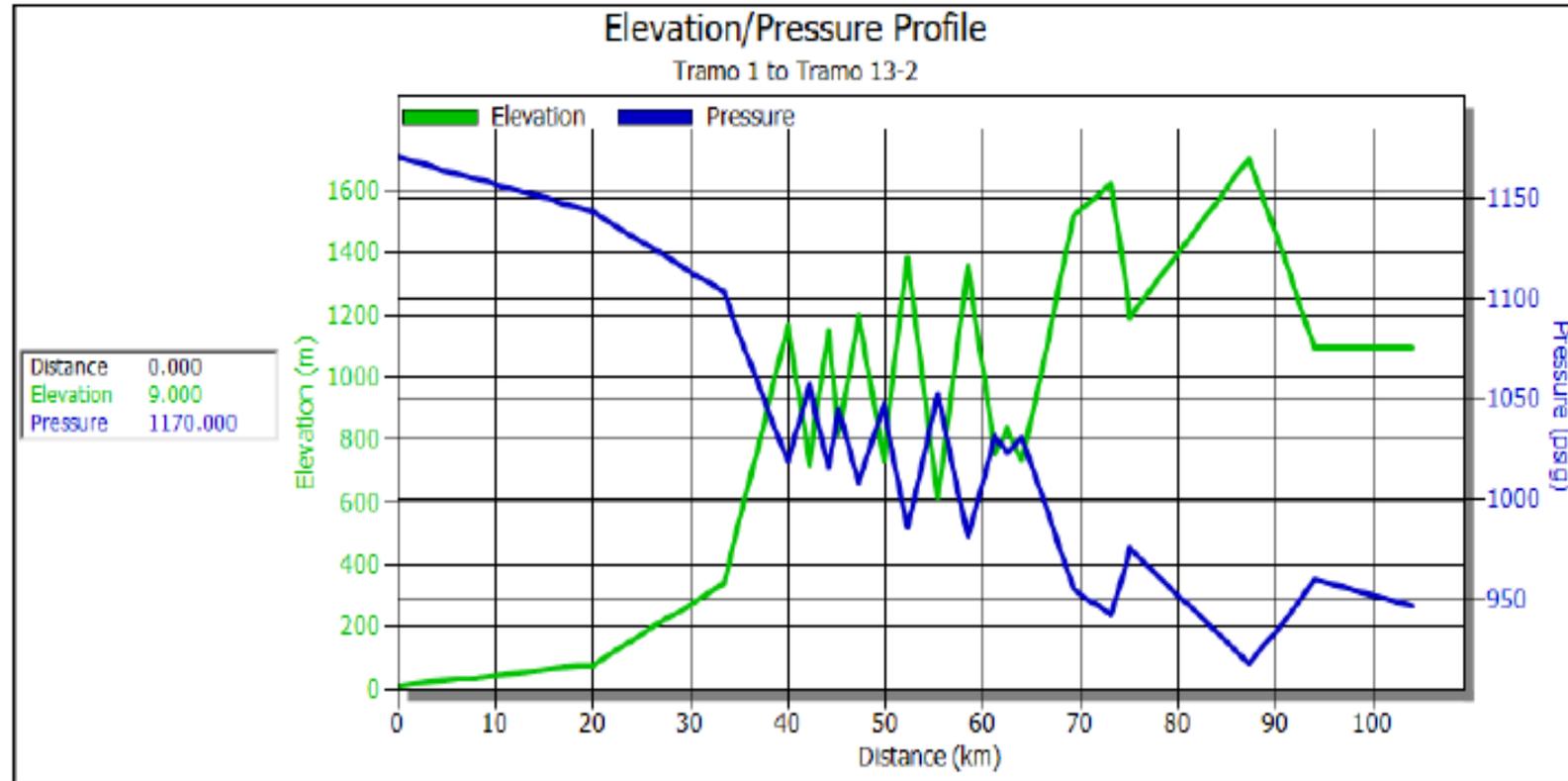


Dn Pres 1200 psig
 Flow 328.81631 MMSCFD
 Pwr Req 5150.9683 HP
 Up Pres 864.06311 psig

Tomado del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural – Versión Nov 2016

Conexión al SNT

Figura 5. Perfil de Elevación y de Presión del trayecto Buenaventura - Yumbo generador por Pipeline Studio



Fuente: Consorcio D&E – HNA

Conexión al SNT

- Se solicita al CNO Gas que le recomiende a la UPME que defina en los pliegos de selección del inversionista para el gasoducto Buenaventura – Yumbo las condiciones de diseño (presión y temperatura) para los puntos de inicio y llegada de ese gasoducto.

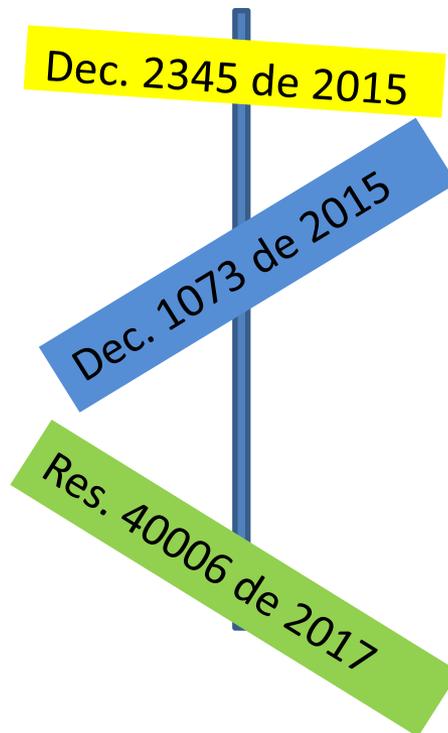


Confiabilidad servicio de gas natural - Cali



TRANSOCCIDENTE

Confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural



Confiabilidad: capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural de prestar el servicio sin interrupciones de corta duración ante fallas en la infraestructura.

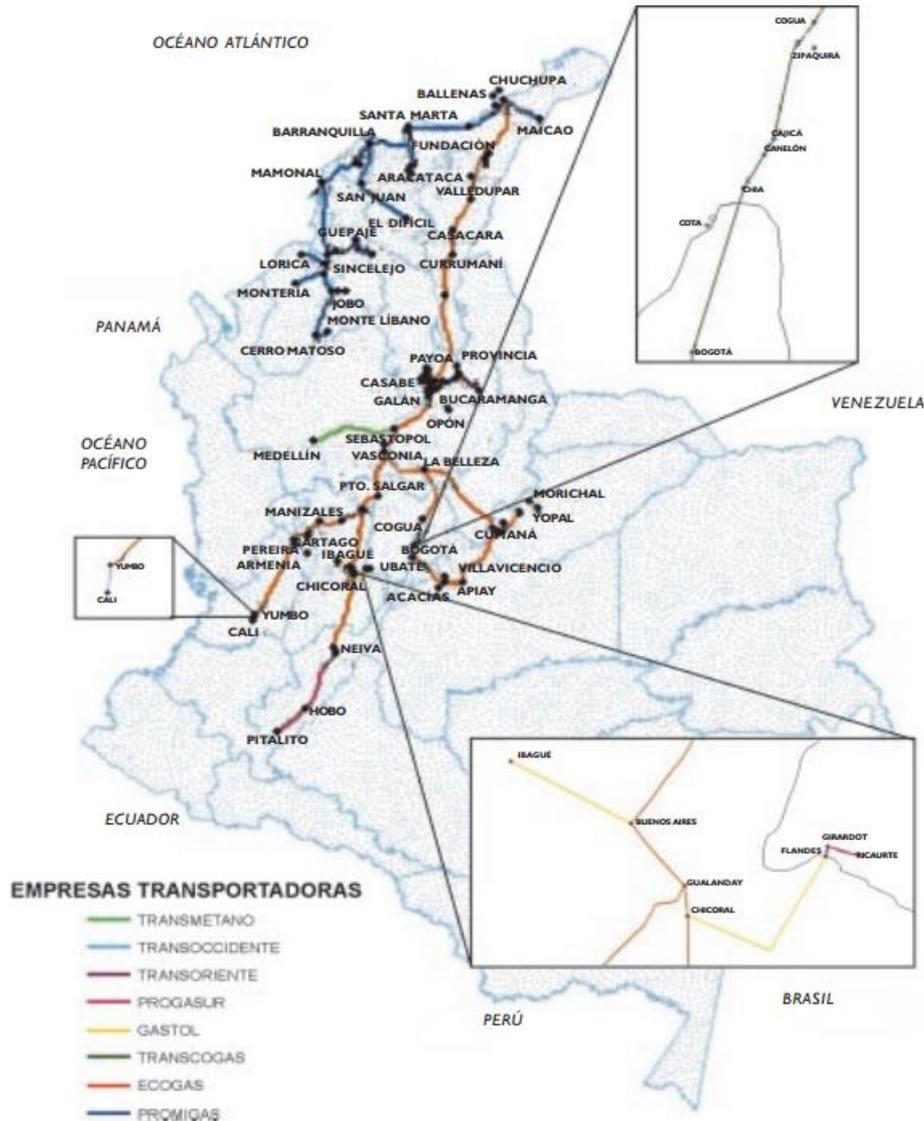
Seguridad de abastecimiento: capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, bajo condiciones normales de operación, para atender la demanda en el mediano y largo plazo.

Confiabilidad y seguridad del SNT



TRANSOCCIDENTE

SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL



Número	Proyecto
1	Construcción planta de regasificación del Pacífico
2	Construcción del gasoducto Buenaventura - Yumbo
3	Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita
4	Construcción Loop 10" Mariquita - Gualanday
5	Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena
6	Bidireccionalidad Barranquilla - Ballena
7	Compresores El Cerrito - Popayán

Confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural



Comentarios generales

- ✓ Teniendo en cuenta que el proyecto del gasoducto Buenaventura – Yumbo, esta fundamentado en la confiabilidad y seguridad de abastecimiento del gas natural, sugerimos al CNO se recomiende a la UPME incluir en la evaluación de las propuestas, los criterios de confiabilidad y seguridad en el suministro para la ciudad de Cali, Yumbo y Jamundí.

Muchas gracias por su atención



TRANSOCCIDENTE