REUNIÓN ORDINARIA CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL, CNOGas, No 136

Bogotá, 12 de octubre de 2017

ACTA REUNIÓN DEL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL No. 136

LUGAR: Piso 4, Edificio Torre Central Davivienda, Bogotá D.C.

FECHA: Octubre 12 de 2017

ASISTENTES:

Delegados presentes:

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

Por el CNOGas:

1.	Fredi López S.	Secretario Técnico

Ausentes:

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

Otros miembros delegados al CNOGas:

1.	William Triana	PROGASUR

Invitados:

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

ORDEN DEL DIA:

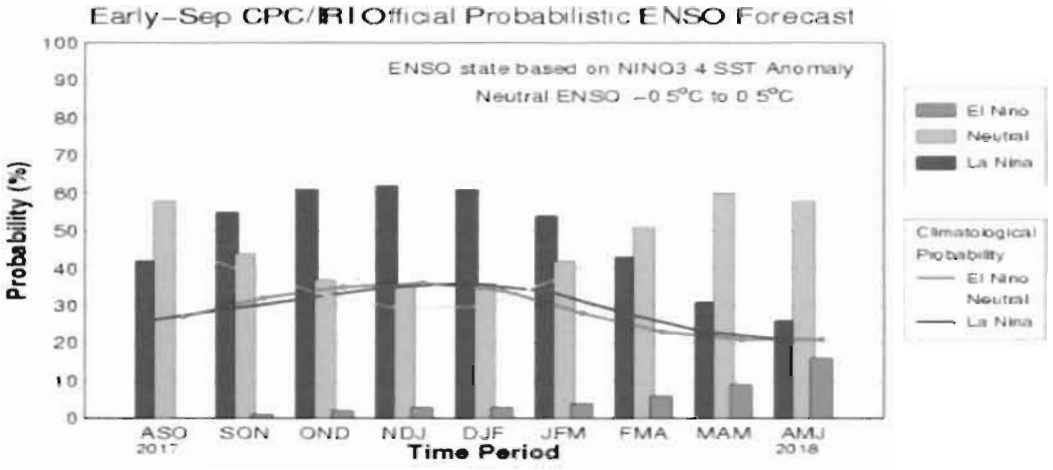
1. Verificación del quorum y aprobación Orden del día y acta reunión Ordinaria CNOGas No. 135 (10 min).
2. Presentación IDEAM (40 min).
3. Presentación XM (30 min).
4. Informe del Secretario técnico (30 min).
5. Temas para aprobación (35 min):
   - Proyecto de presupuesto CNOGas_2018.
   - Incremento comisión fiduciaria_FiduDavivienda.
   - Costo información suministrada por Concentra Inteligencia en Energía S.A.S.
6. Temas informativos (25 min).
   - Acuerdo No 001 de 2017 Criterios proceso selección firmas auditoras_ Resolución CREG 107-2017.
   - Código de Buen Gobierno del CNOGas
   - Suscripción otrosí contrato fiduciario Davivienda_Pago moneda extranjera.
   - Concepto a MM&E_Medición en surtidores GNCV
   - Avance procesos Aseguramiento Metrológico equipos DPHC.
7. Proposiciones y varios (10 min).

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

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

2. PRESENTACIÓN DEL IDEAM.

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



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

3. PRESENTACIÓN XM.

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

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

4. INFORME DEL SECRETARIO TECNICO

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

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

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

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

5. TEMAS PARA APROBACIÓN

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

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

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

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

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

6. TEMAS INFORMATIVOS

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

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

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

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

- **Código de Buen Gobierno del CNOGas.** El Secretario técnico informa al Consejo aspectos generales de este tema y la dificultad encontrada por nuestra asesora jurídica, Doctora Nora Palomo, para resolver desde una perspectiva legal el tema de los impedimentos que afecten el quorum para decidir. Se continuará revisando este tema.

- **Suscripción otrosí contrato fiduciario Davivienda_Pago moneda extranjera.** El Secretario técnico informa al Consejo aspectos generales sobre el estado del otrosí a suscribir con FiduDavivienda. Una vez remitida la revisión de FiduDavivienda, se compartirá a los miembros del Consejo para instrucciones finales.

- **Concepto a MM&E_Medición en surtidores GNCV.** El Secretario técnico informa al Consejo aspectos generales sobre el avance en la estructuración de la respuesta a la consulta del Ministerio de Minas y Energía sobre medición en surtidores de GNCV. En el análisis de este tema han participado como invitados las empresas Terpel, Gases de Occidente, Efigas, EPM y Surtigas.

- **Avance procesos Aseguramiento Metrológico equipos DPHC.** El Secretario técnico informa al Consejo aspectos generales sobre el estado del contrato suscrito con el CDT del Gas para atender el proceso de aseguramiento metrológico de los equipos de medición de DPHC.

7. PROPOSICIONES Y VARIOS

No se presentaron temas en Proposiciones y varios.

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

FERNANDO VARGAS
Presidente del CNOGas

FREDI E. LÓPEZ SIERRA
Secretario Técnico

ORDEN DEL DIA REUNIÓN ORDINARIA CNOGAS – 136
Jueves 12 de octubre de 2017.

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

2. Presentación IDEAM (40 min).

3. Presentación XM (30 min).

4. Informe del Secretario técnico (30 min).

5. Temas para aprobación (35 min):
   - Proyecto de presupuesto CNOGas_2018.
   - Incremento comisión fiduciaria_FiduDavivienda.
   - Costo información suministrada por Concentra Inteligencia en Energía S.A.S.

6. Temas informativos (25 min).
   - Acuerdo No 001 de 2017 Criterios proceso selección firmas auditoras_ Resolución CREG 107-2017.
   - Código de Buen Gobierno del CNOGas
   - Suscripción otrosí contrato fiduciario Davivienda_Pago moneda extranjera.
   - Concepto a MM&E_Medición en surtidores GNCV

7. Proposiciones y varios (10 min).

1. APROBACIÓN ACTA REUNIÓN ORDINARIA CNOGAS No. 135

ACTA REUNIÓN DEL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL No. 135 (PARA COMENTARIOS)

LUGAR: Piso 4, Edificio Torre Central Davivienda, Bogotá D.C.

FECHA: Agosto 10 de 2017

ASISTENTES:

Delegados presentes:

1.	Ana G. Hernández	ECOPETROL
2.	Omar Ceballos	CHEVRON
3.	Alejandro Navas	GEOPRODUCTION
4.	Jesús Correa	PROMIGAS (Poder)
5.	Fernando Vargas	TGI
6.	Isabel C. Gálvez	PROMIORIENTE
7.	José M. Rodríguez	TRANSMETANO
8.	Jaime García	GAS NATURAL FENOSA
9.	John F. Mejía	ISAGEN
10.	Gilberto Marenco	TEBSA
11.	Luz S. Botero	XM
12.	Claudia Garzón	MINMINAS

Por el CNOGas:

1.	Fredi López S.	Secretario Técnico

Ausentes:

1.	Carlos D. Beltrán	MINMINAS
2.	Roberto Cure	GASES DEL CARIBE
3.	William Triana	PROGASUR
4.	Edgar Medina	EQUIÓN
5.	Jesús Correa	TRANSOCCIDENTE (Poder no aceptado)

Otros miembros delegados al CNOGas:

1.	Jaime Castillo	XM

Invitados:

1.	Luis López	IDEAM

ORDEN DEL DIA:

1. Verificación del quorum y aprobación Orden del día y acta reunión Ordinaria CNOGas No. 134 (20 min).
2. Presentación IDEAM (40 min).

3. Presentación XM (30 min).
4. Informe del Secretario técnico (30 min).
5. Temas para aprobación (30 min):
   - Cambios en procesos de contratación servicios Aseguramiento Metrológico equipos DPHC.
   - Suscripción otrosí contrato fiduciario Davivienda.
6. Temas informativos (20 min).
   - Estado desarrollo temas Plan de trabajo CNOGas_2017.
7. Proposiciones y varios (10 min).

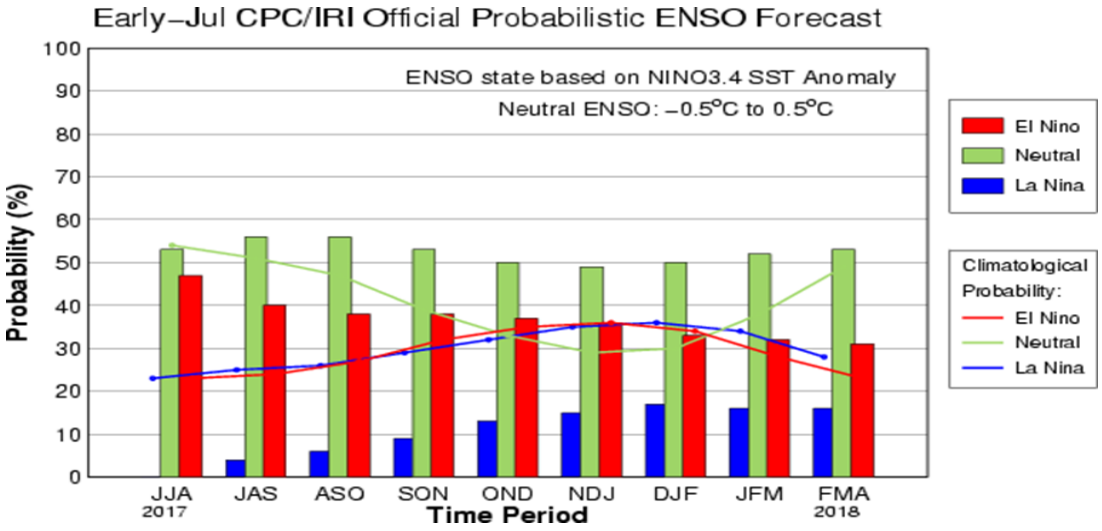
   a. Invitación IDEAM y Gestor del Mercado sesiones ordinarias CNOGas octubre y diciembre de 2017.

1. VERIFICACIÓN DEL QUORUM Y APROBACIÓN ORDEN DEL DÍA Y ACTA REUNIÓN ORDINARIA CNOGAS NO. 133.

Con la presencia de 11 miembros delegados al Consejo, hubo quórum para deliberar y decidir. Preside la presente reunión el Dr. Fernando Vargas considerando que no pudo asistir el Dr. Carlos D. Beltrán, Director de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, MM&E. El Consejo aprueba el orden del día de la presente sesión. Además aprueba el acta de la reunión ordinaria CNOGas No 134 realizada el 08 de junio de 2017 en la ciudad de Bogotá D.C., una vez ajustada la redacción del párrafo del numeral 3. Presentación XM, relacionado con la información del gas de la planta de regasificación en lo atinente con (i) cantidades de gas transadas y (ii) precios del gas transado particularmente a los generadores del Grupo Térmico.

2. PRESENTACIÓN DEL IDEAM.

El IDEAM hace presentación acerca de: (i) Estado actual atmósfera en el océano pacífico tropical, (ii) Balances de las lluvias de julio de 2017, (iii) Condiciones hidrometeorológicas recientes y (iii) Pronóstico del tiempo a corto plazo y predicción climática de agosto. Como resumen general se prevé probabilidad de condiciones neutrales para lo que resta del presente año. En la gráfica a continuación se observa la proyección de las anomalías de la Temperatura Superficial del Mar



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

3. PRESENTACIÓN XM.

XM realizó presentación sobre el comportamiento de las variables energéticas y el panorama energético considerando varios escenarios de evolución del embalse agregado y la correspondiente generación requerida. El análisis energético realizado por XM concluye, entre otros, que *"1. Con el nivel del embalse agregado actual y las expectativas de aportes consideradas, 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. Ante el escenario más deficitario de aportes hídricos, el embalse agregado, puede descender hasta valores del orden de 29% en el verano 2017-2018 y 26% en el verano 2018-2019, considerando valores de generación térmica por debajo de los 50 GWh/día. 3. Según el escenario de FRNC planteado, la contribución promedio de las FRNC para el primer año es aproximadamente 0.3 GWh/día, alcanzando valores al final del horizonte mayores a 2 GWh/día. 4. Con la incertidumbre en los escenarios de FRNC y generación distribuida en el SIN, así como el impacto del ingreso de nuevas tecnologías en el sistema, es importante contar con una base de datos única para el manejo de la información de los nuevos proyectos y las fuentes primarias de información requeridas para los diferentes análisis; entre otras, al menos con la siguiente información:*
- Localización geográfica del proyecto
- Características de parámetros básicos
- Contar con información de mediciones en los puntos geográficos de los proyectos".

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 acumulado a julio 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, Código de Buen Gobierno, Solicitud del Gestor del Mercado, Comunicación de XM, Participación Secretario técnico en taller de la UPME y Solicitud de concepto del Ministerio de Minas y Energía sobre medición en unidades de masa en surtidores de GNCV.

La presentación del Secretario técnico forma parte integral de la presente acta.

5. TEMAS PARA APROBACIÓN

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

- **Cambios en procesos de contratación servicios Aseguramiento Metrológico equipos DPHC.** El Secretario técnico somete a aprobación del Consejo recomendación del Comité técnico para contratación de los procesos: (i) Compra de material de referencia certificado - mezclas de gas (4 cilindros) – Proveedor DCG Partnership, (ii) Nacionalización del material de referencia certificado (4 cilindros) y transporte a Ballena y Cusiana y (iii) Análisis cromatográficos a muestras de gas natural, previamente revisados y aprobados por el Comité técnico en sesión realizada el 26 de julio del presente año. El Consejo una vez analizada la recomendación del Comité técnico aprueba la contratación de los

servicios mencionados en el presente párrafo con el CDT del Gas, una parte en dólares americanos y la otra en pesos colombianos, bajo las siguientes condiciones económicas generales: 1. Contratación en dólares americanos, 1.1. Compra de material de referencia certificado - mezclas de gas (4 cilindros) por un valor de USD10.470 según oferta de DCG Partnership y 2. Contratación en pesos colombianos, 2.1. Nacionalización, transporte hasta Ballena y Cusiana del material de referencia certificado (4 cilindros) y análisis cromatográficos a muestras de gas natural por un valor de COP$44.465.788. Este valor en pesos colombianos incluye impuestos y el AIU cobrado por el CDT del Gas como parte de su gestión.
El valor total final será la sumatoria resultante entre la compra de material de referencia certificado-mezclas de gas (4 cilindros) para cuyo pago se aplicará la TRM con la cual el CDT del Gas realice el pago a DCG Partnership y el pago de los servicios contratados en pesos colombianos. Todos los pagos que se realizarán al CDT del Gas como consecuencia del contrato suscrito para los servicios descritos en el presente numeral serán en pesos colombianos.

- **Suscripción otrosí contrato fiduciario Davivienda.** El Secretario técnico presenta para aprobación del Consejo la firma de un otrosí al contrato fiduciario suscrito con FiduDavivienda requerido para la realización de pagos en moneda extranjera, teniendo en cuenta la necesidad inicial de contratar la compra de mezclas de gas (4 cilindros) con proveedor de los Estados Unidos de América (DCG Partnership). Por cuanto el esquema contractual planteado inicialmente para la compra de mezclas de gas (4 cilindros) se modificó y el pago se realizará en pesos colombianos, los miembros del Consejo no consideran procedente la suscripción del otrosí en estos momentos. Adicionalmente, los miembros del Consejo solicitan le sea enviado el otrosí, una vez revisado por FiduDavivienda, para análisis al interior de sus compañías.

6. TEMAS INFORMATIVOS

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

- **Estado desarrollo temas Plan de trabajo CNOGas_2017.** El Secretario técnico presenta información sobre los temas a cargo de los Comités Operativo y Técnico del CNOGas y el avance de los mismos.

7. PROPOSICIONES Y VARIOS

a. **Invitación IDEAM y Gestor del Mercado sesiones ordinarias CNOGas octubre y diciembre de 2017.** El Secretario técnico presenta al Consejo propuesta de invitación del IDEAM y el Gestor del Mercado para las sesiones plenarias ordinarias de los meses de octubre y diciembre del presente año. El Consejo aprueba invitar al IDEAM para la sesión del mes de octubre y al Gestor del Mercado para diciembre. Hacen énfasis en la necesidad que la presentación del Gestor del Mercado no contenga asuntos comerciales (Ej. Precios). El Secretario técnico coordinará con el Gestor del Mercado este asunto.

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

FERNANDO VARGAS
Presidente del CNOGas

FREDI E. LÓPEZ SIERRA
Secretario Técnico

2. PRESENTACIÓN IDEAM

CONDICIONES HIDROCLIMÁTICAS ACTUALES Y PREDICCIÓN CLIMÁTICA PARA LOS PRÓXIMOS MESES

Predicción Climática – OCTUBRE / OND - 2017

CNO-GAS No. 136

Subdirección de Meteorología – Grupo de Modelamiento de Tiempo y Clima
Julieta Serna Cuenca
Apoyo técnico: Anita Vega Burgos

Octubre -2017

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
MINAMBIENTE
TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

Subdirección de Meteorología
Grupo de Modelamiento de Tiempo y Clima
Grupo de Climatología

Con el apoyo:
Oficina de Pronósticos y Alertas

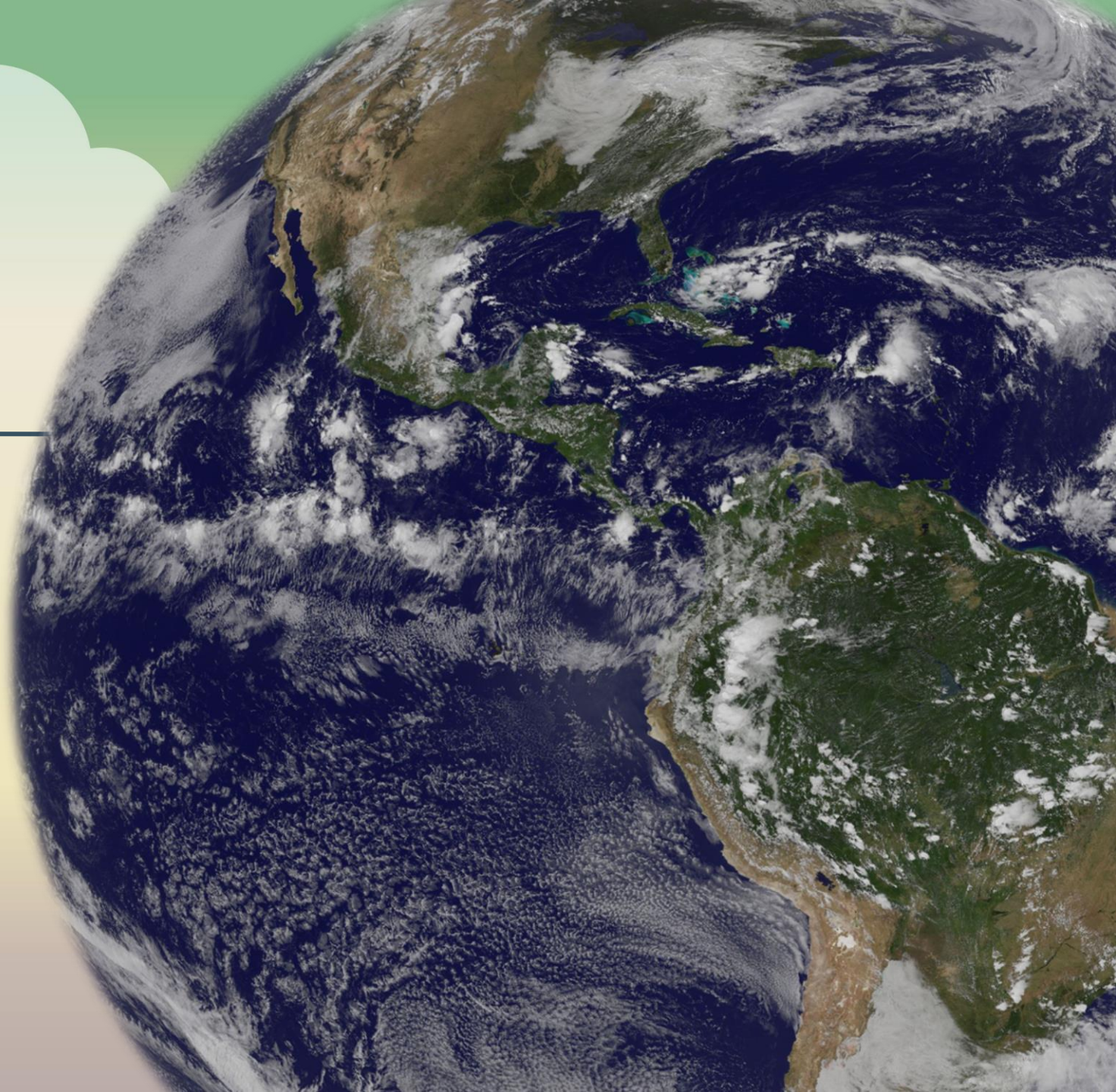
IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

CONTENIDO

1. **Seguimiento – 2017.**
2. Condiciones Actuales.
3. **Predicciones Internacionales**.
4. Predicciones Nacionales.
5. **Consenso Nacional.**
6. Alertas actuales.



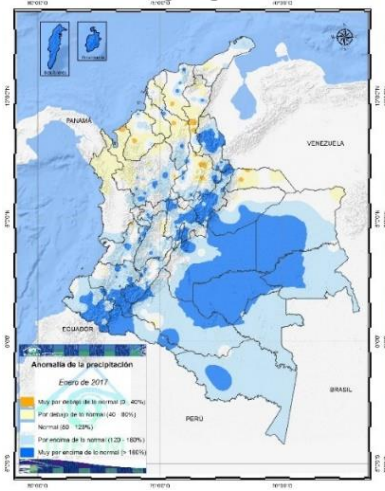
1. SEGUIMIENTO 2017

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

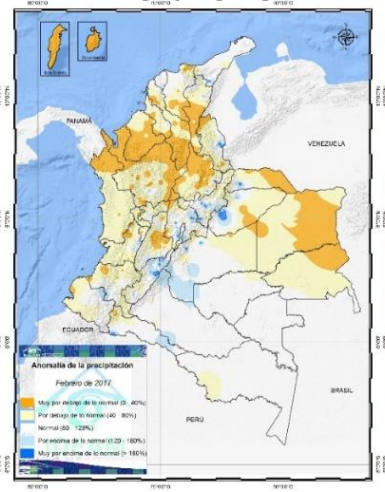
MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

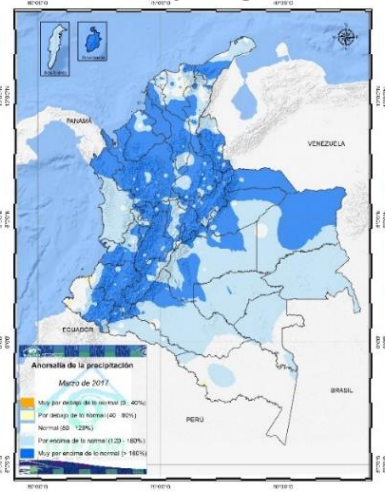
Enero



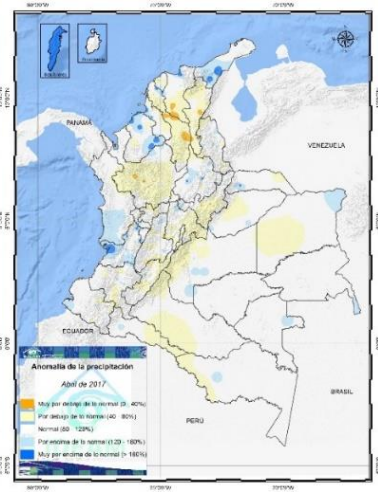
Febrero



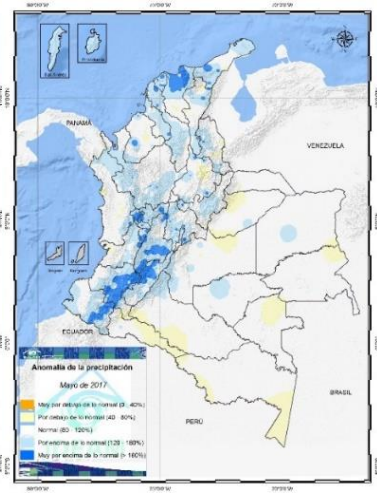
Marzo



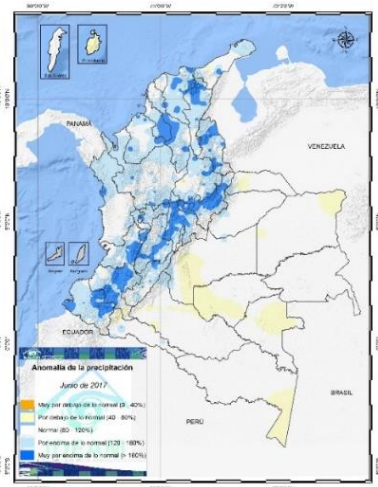
Abril



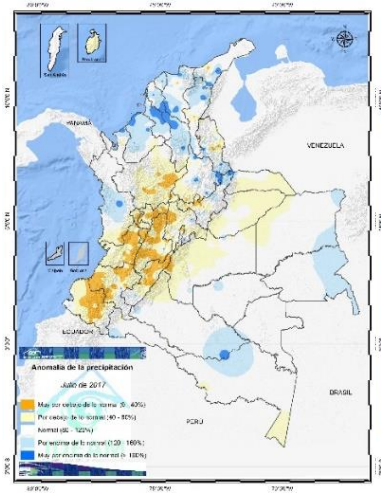
Mayo



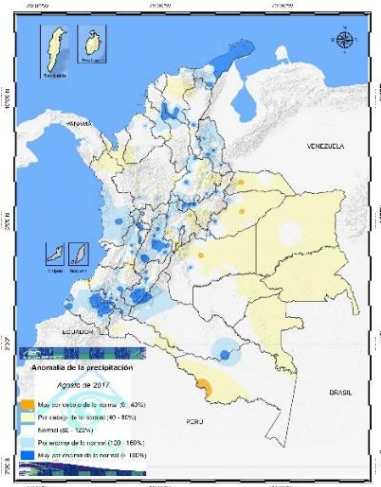
Junio



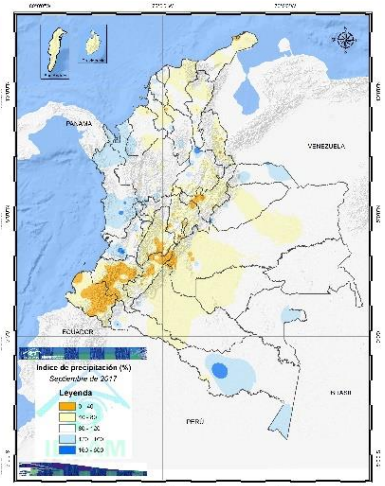
Julio



Agosto



Septiembre



Leyenda

- Muy por debajo de lo normal (0 - 40%)
- Por debajo de lo normal (40 - 80%)
- Normal (80 - 120%)
- Por encima de lo normal (120 - 160%)
- Muy por encima de lo normal (> 160%)

ANOMALÍA DE LA PRECIPITACIÓN - 2017

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

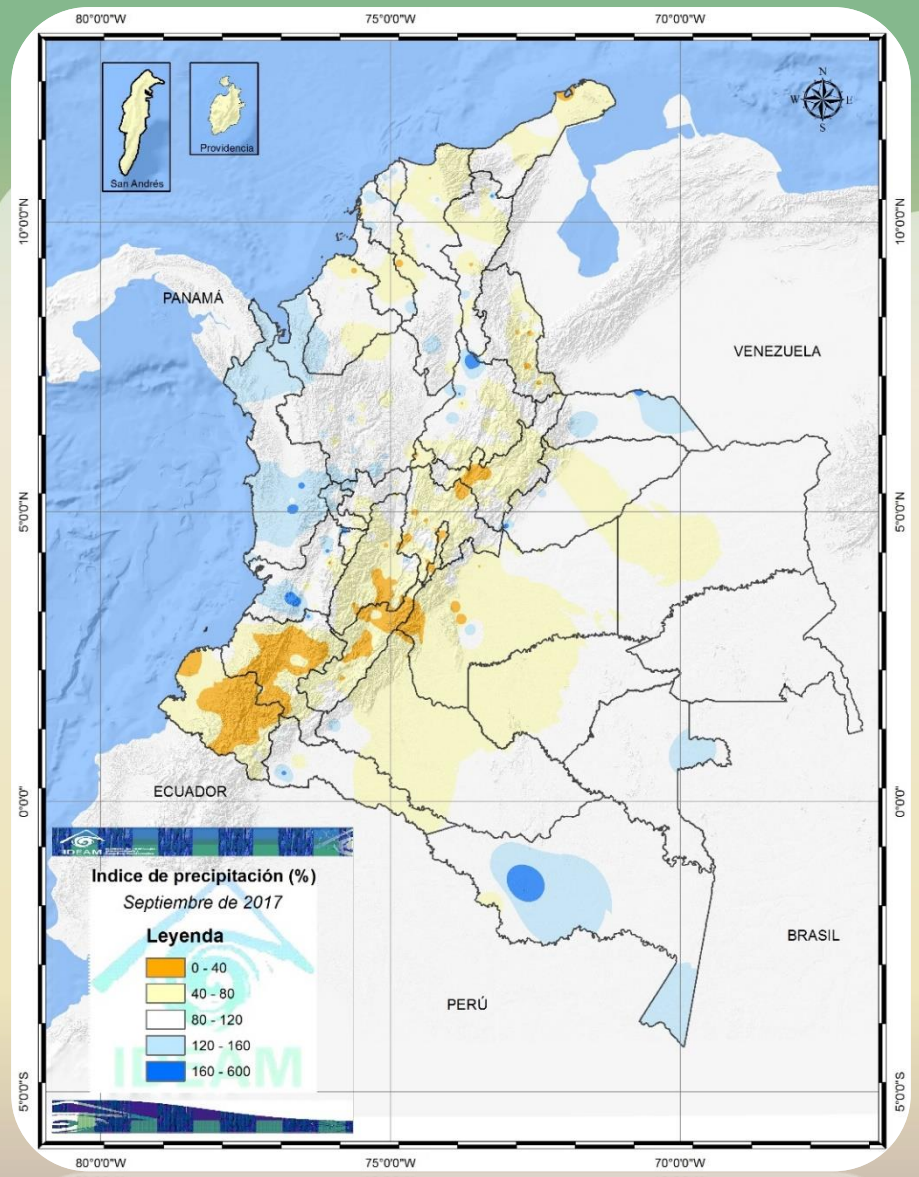
TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

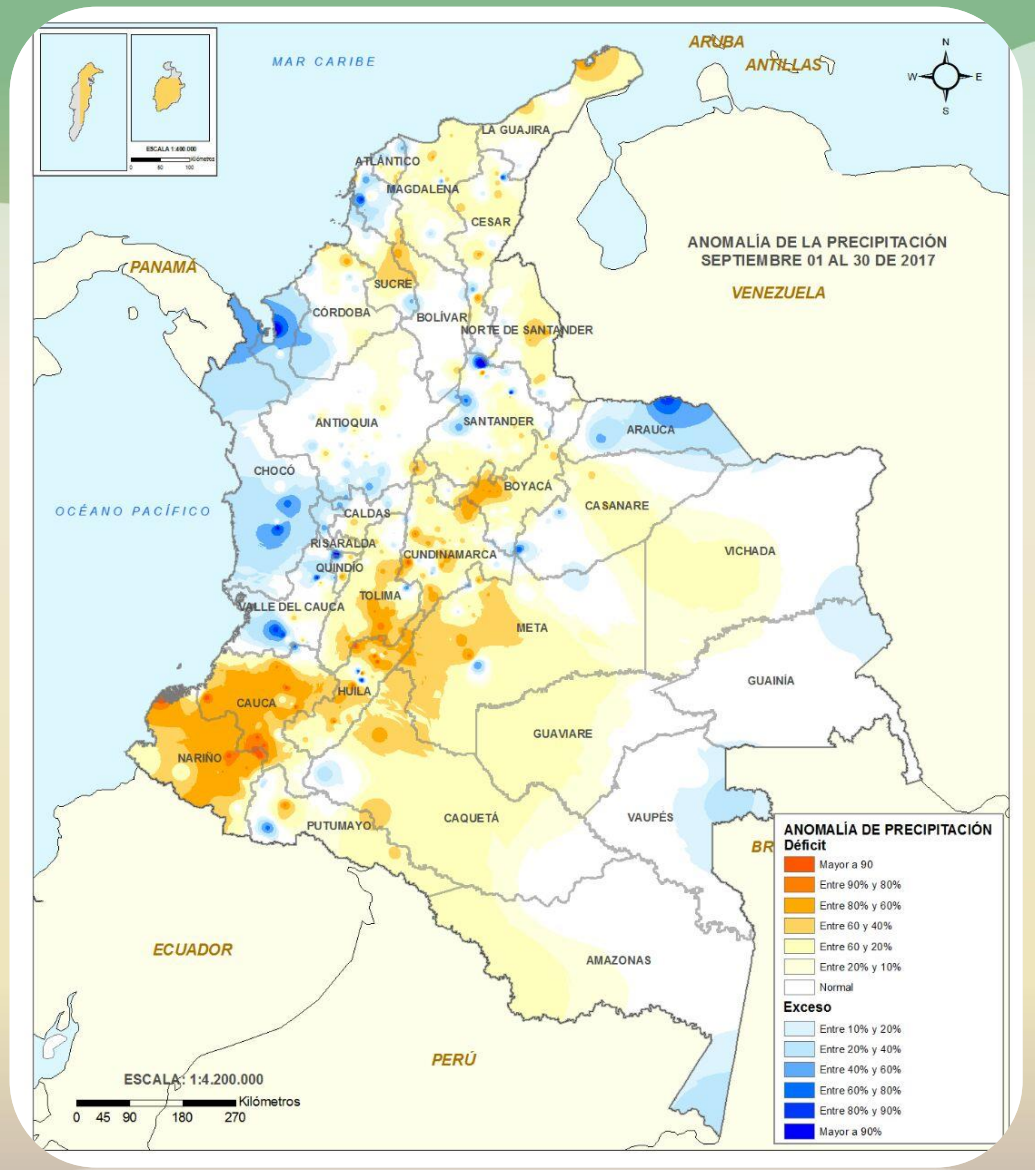
1. SEGUIMIENTO SEPTIEMBRE

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN



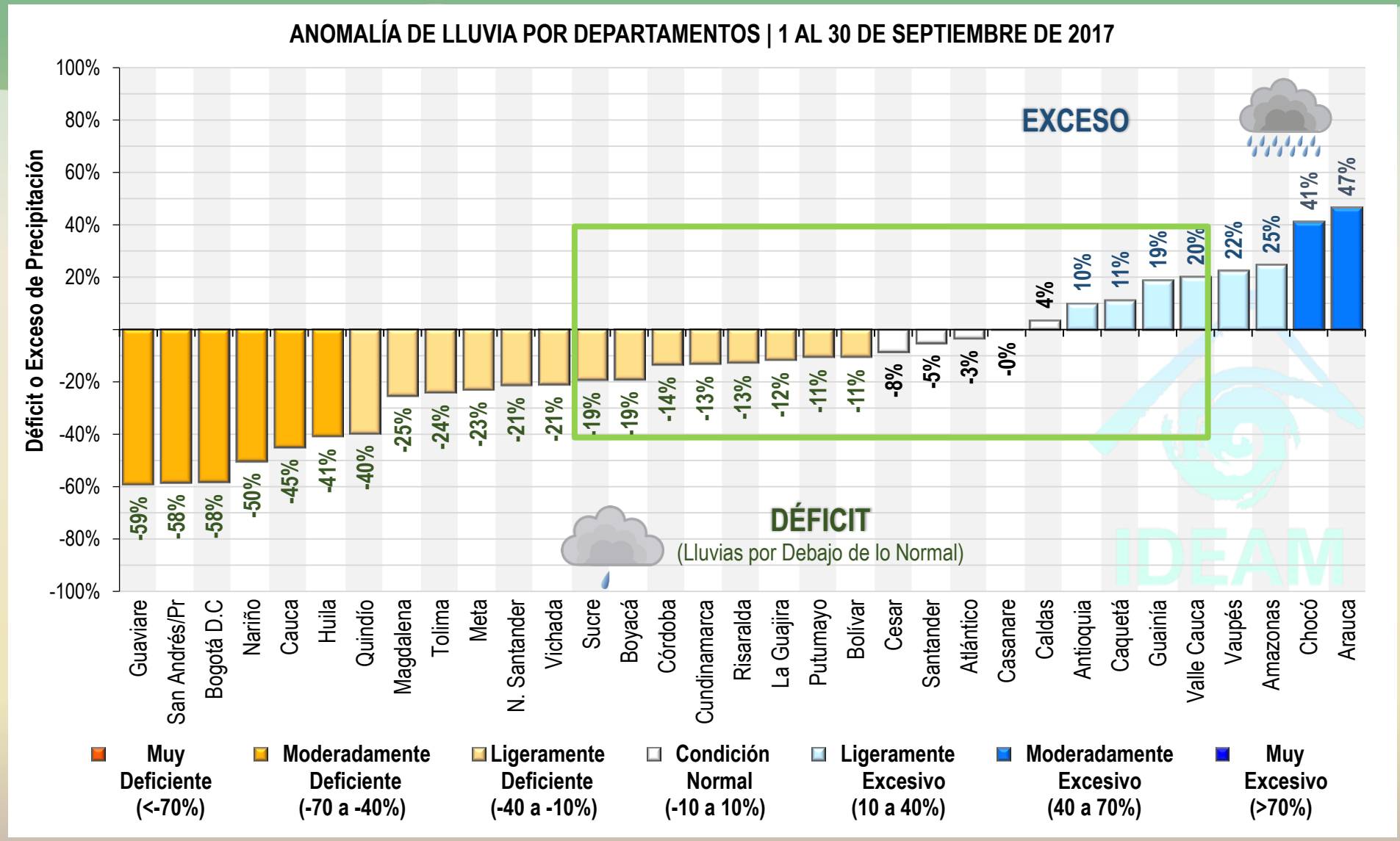


ANOMALÍA DE LA PRECIPITACIÓN - SEPTIEMBRE

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

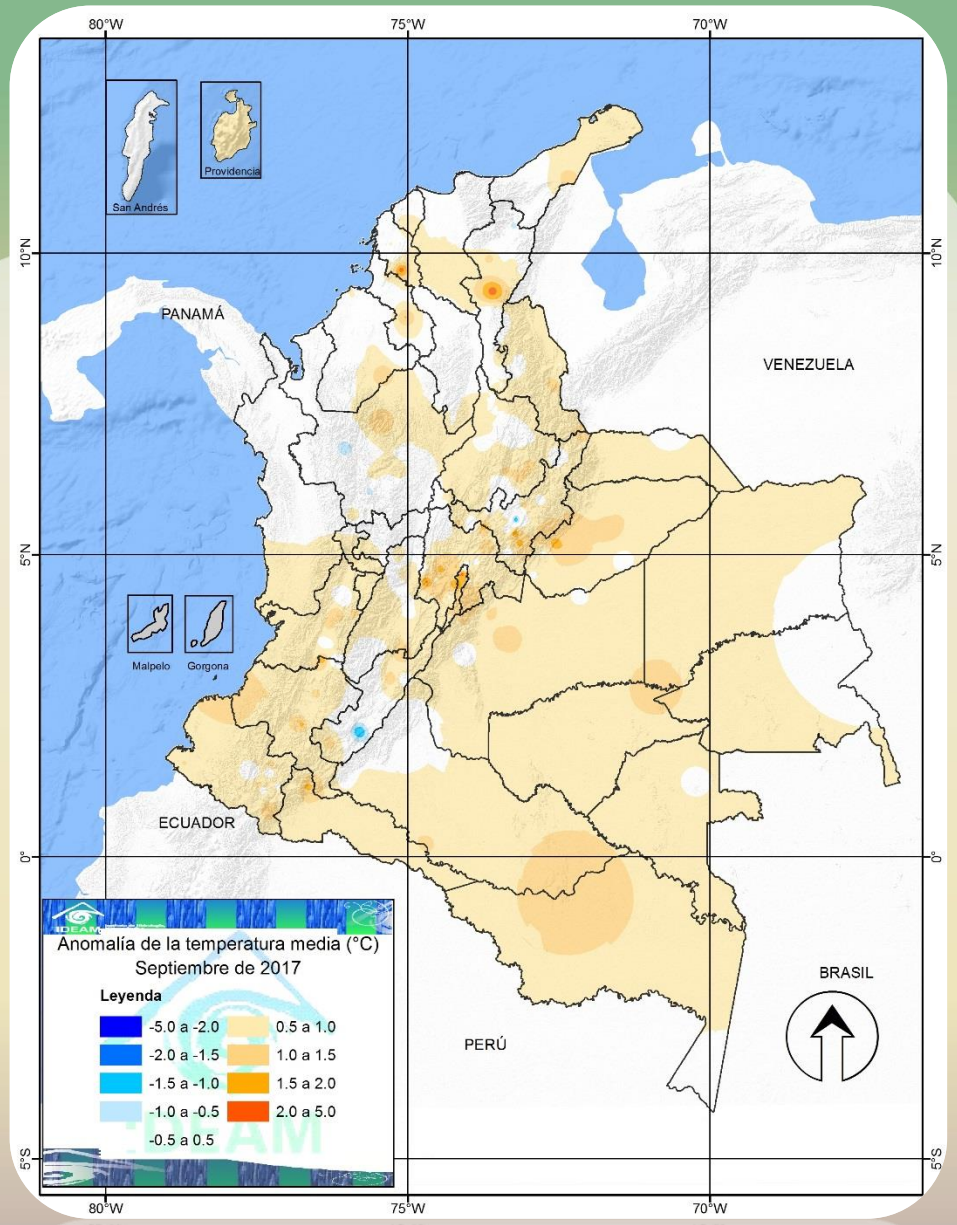
TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN



IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN



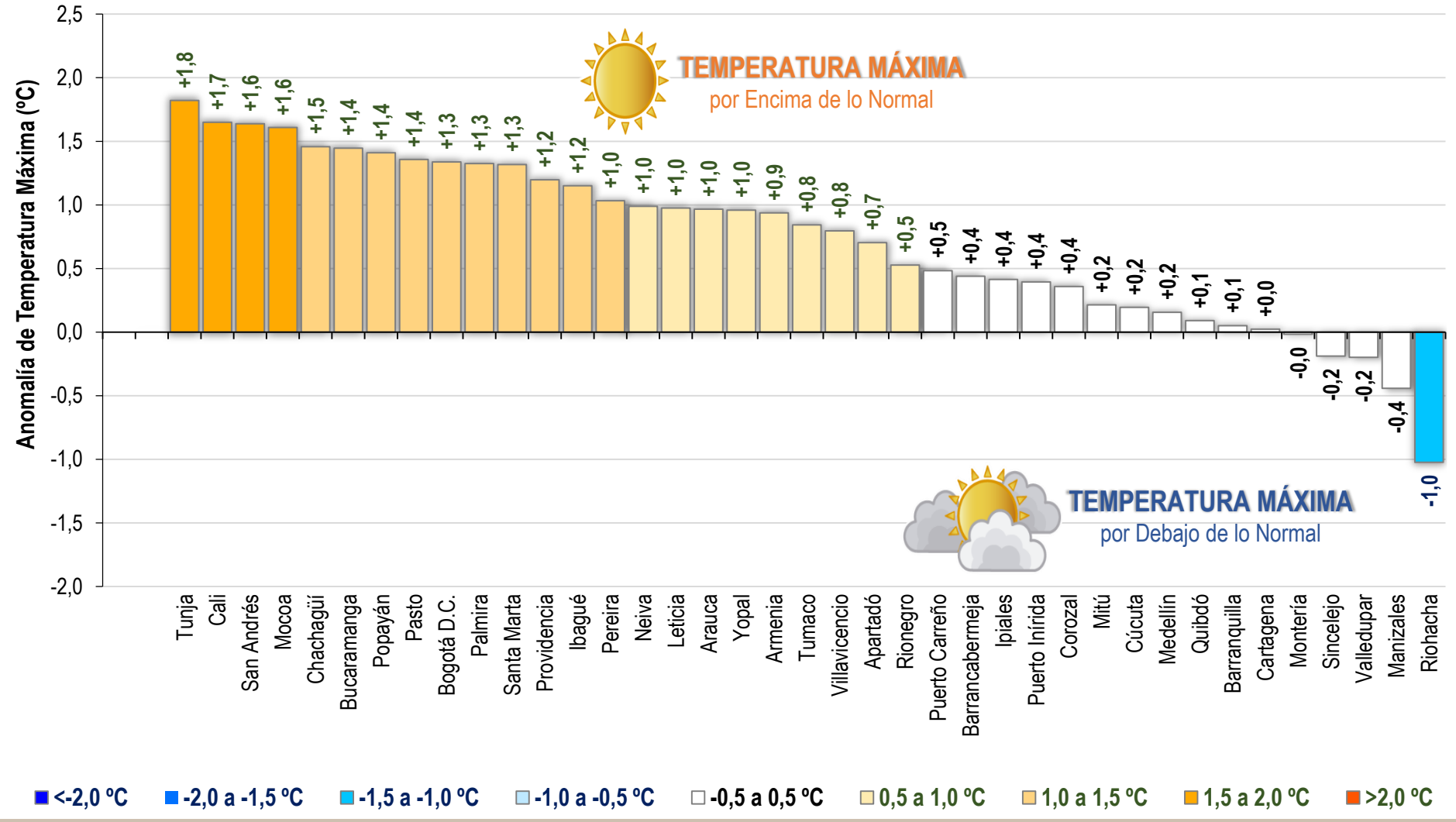
ANOMALÍA DE LA TEMPERATURA MEDIA SEPTIEMBRE

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

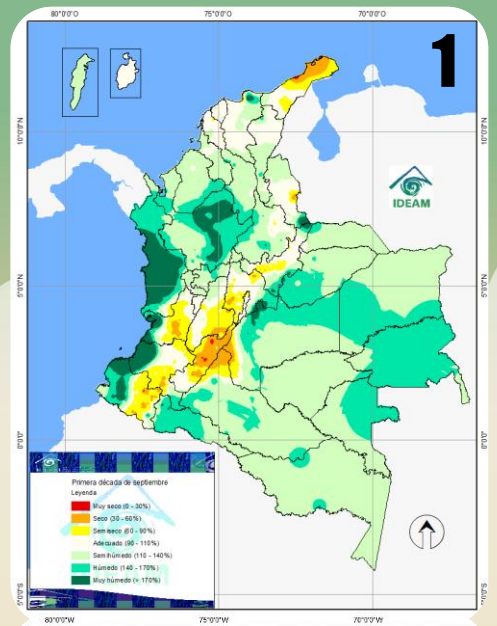
ANOMALÍA TEMPERATURA MÁXIMA EN LAS PRINCIPALES CIUDADES DE COLOMBIA | 1 AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

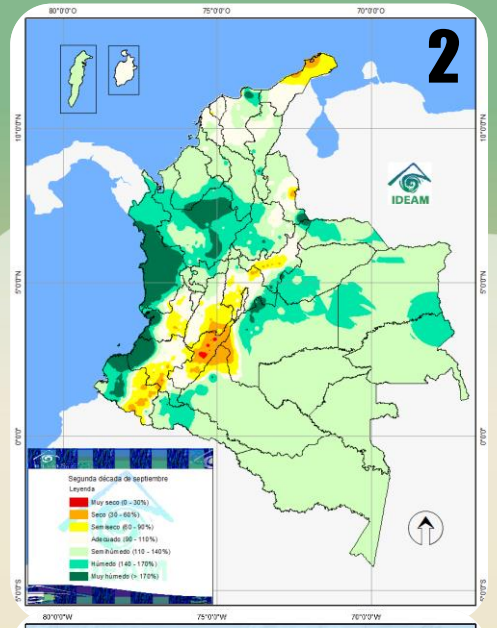


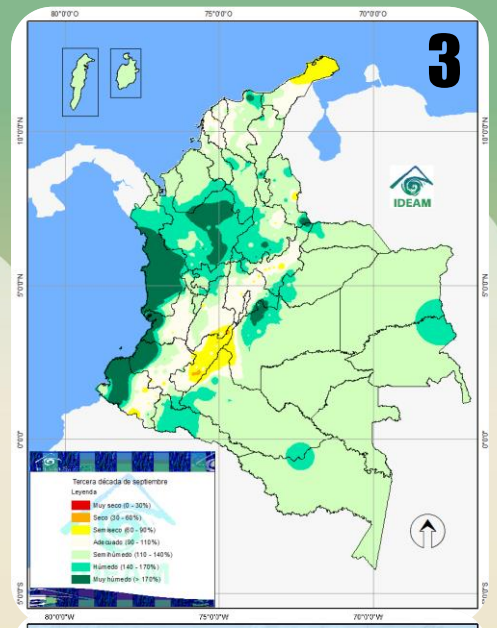
IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

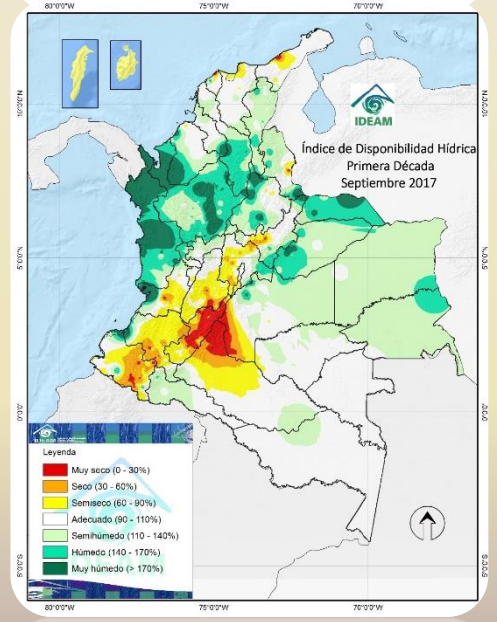
MINAMBIENTE

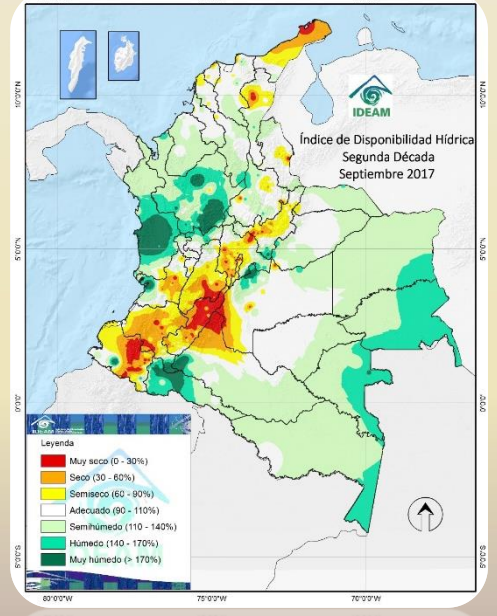
TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

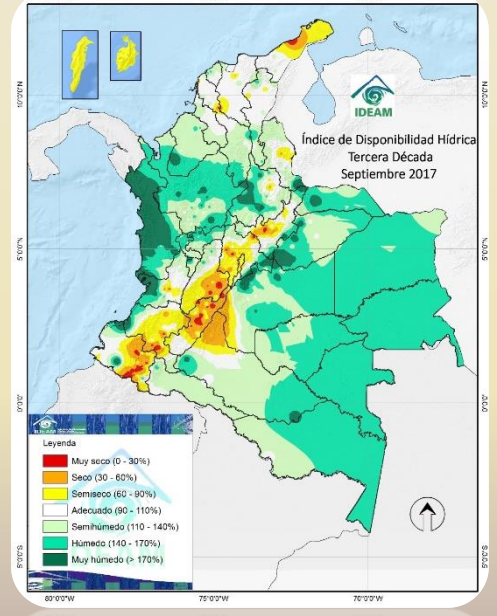












CLIMATOLOGÍA

OBSERVADO

ÍNDICE DE DISPONIBILIDAD HIDRICA – Décadas

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

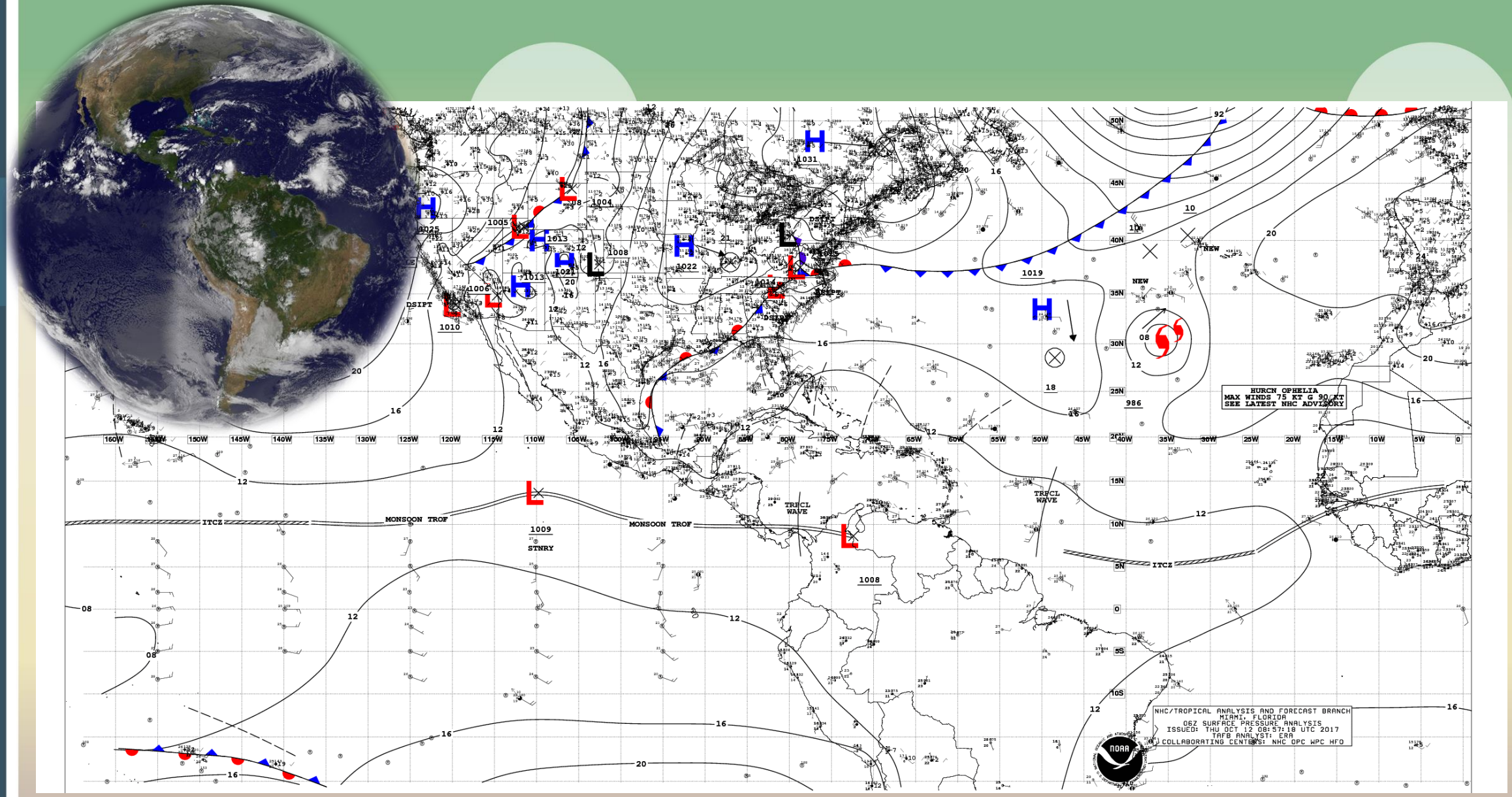
TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

2. CONDICIONES ACTUALES

ATMÓSFERA Y OCÉANO

NACIONAL

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
MINAMBIENTE
TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

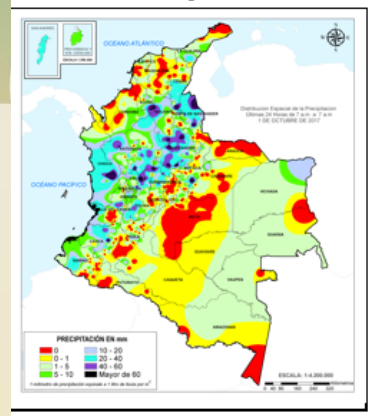


IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

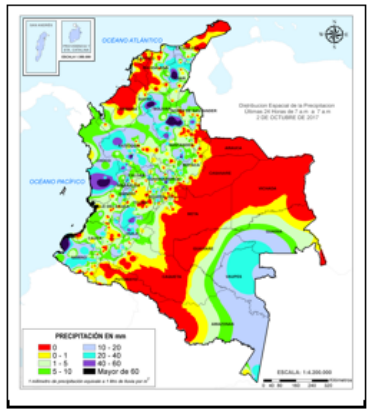
MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

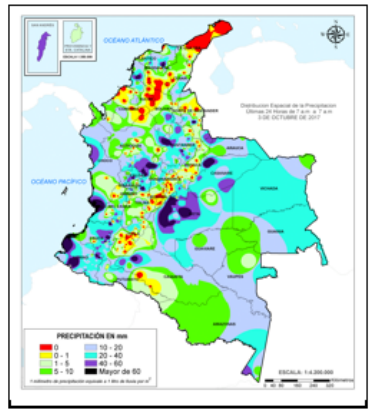
1



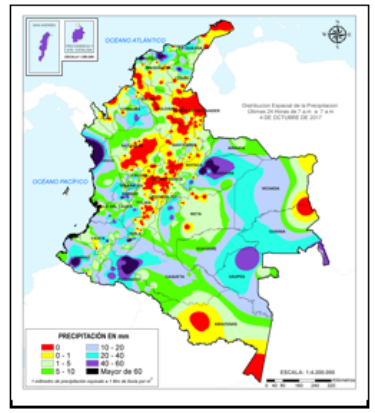
2



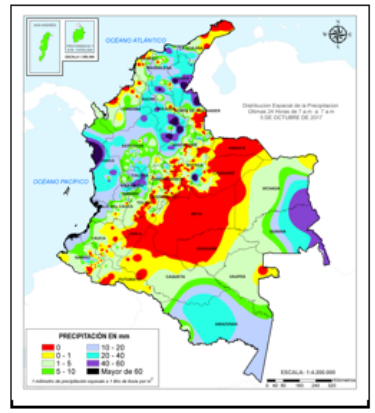
3



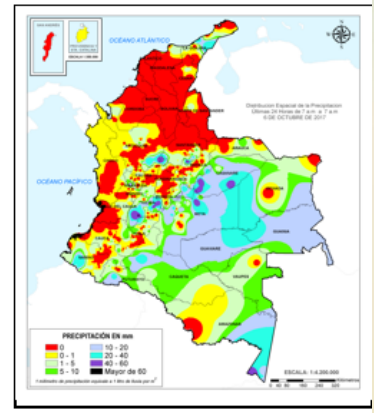
4



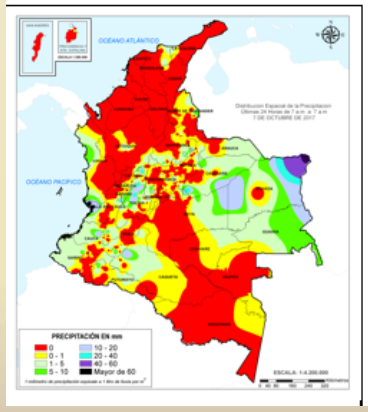
5



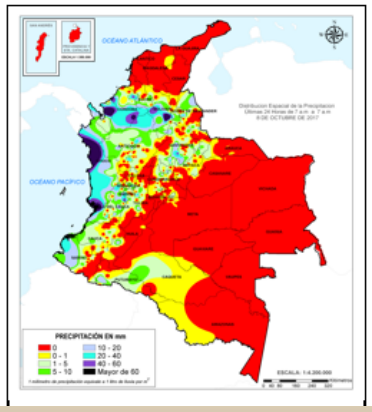
6



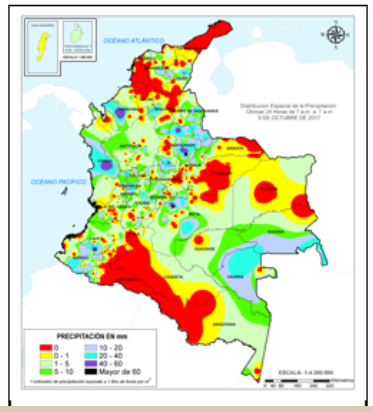
7



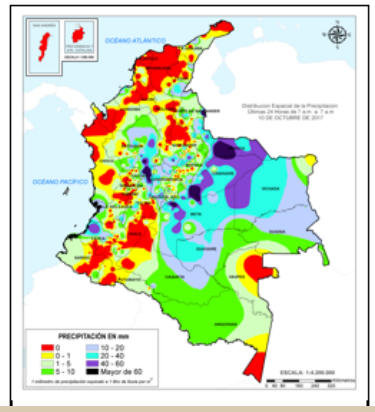
8



9



10



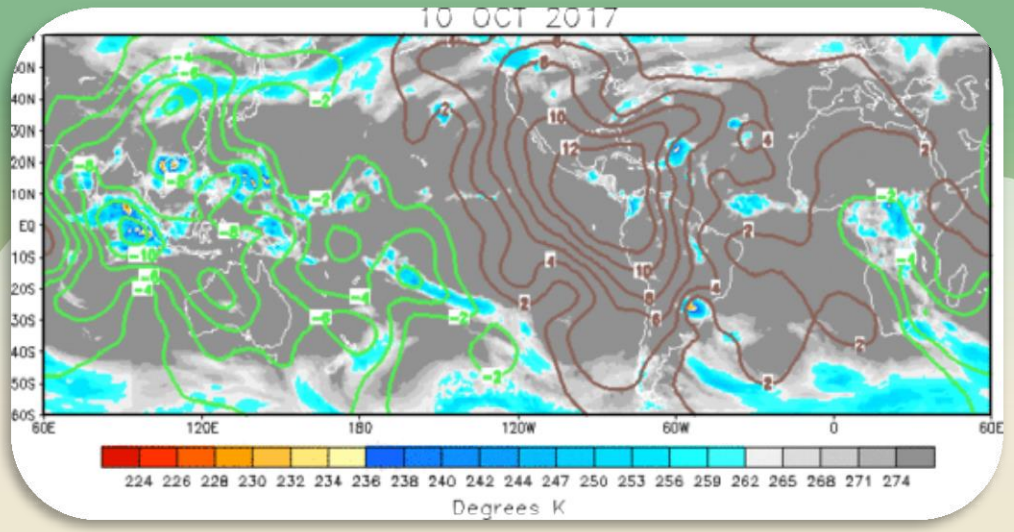
11

12

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

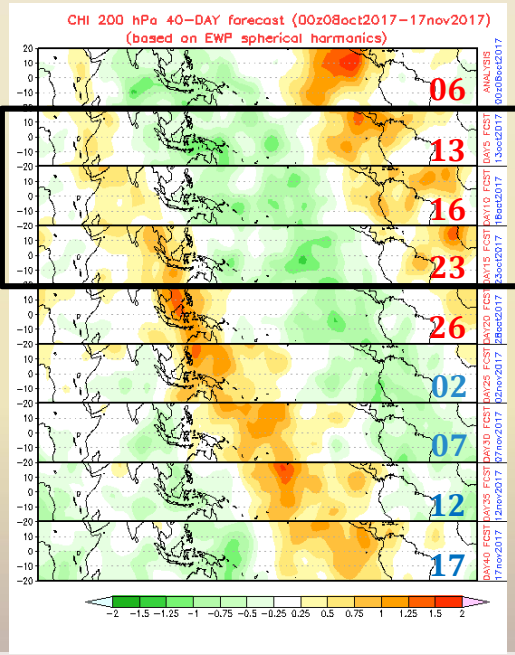
TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN



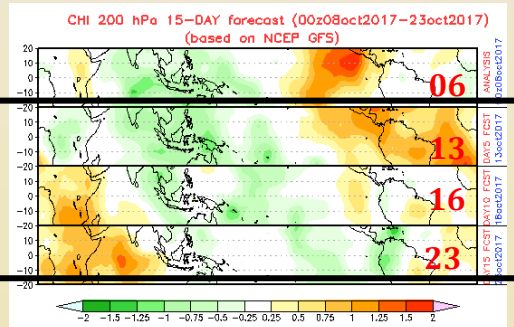
Apoya el desarrollo de nubosidad

Inhibe el desarrollo de nubosidad

EWP – Spherical Harmonics

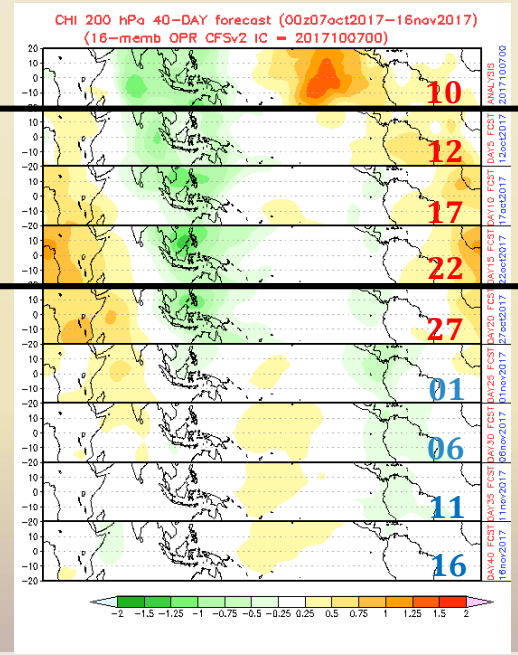


NCEP - GFS



06 de Octubre – 17 de Noviembre

CFSv2



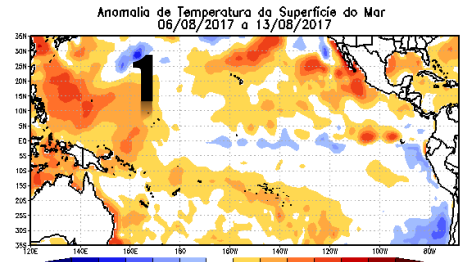
PROYECCIÓN - MJO

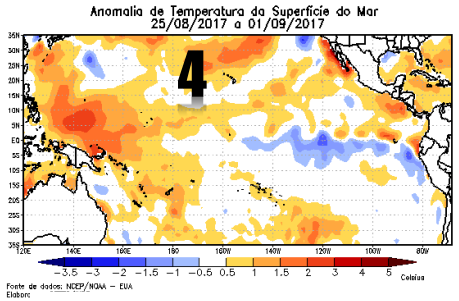
IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

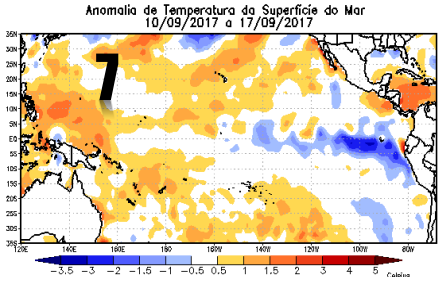
MINAMBIENTE

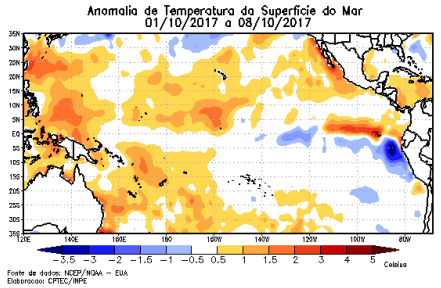
TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

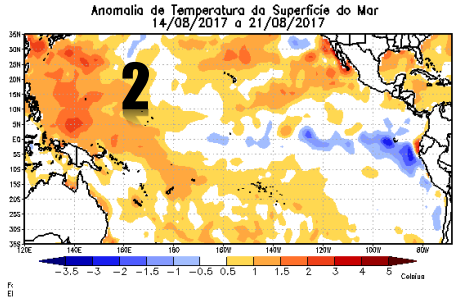
ATSM - SEMANAL

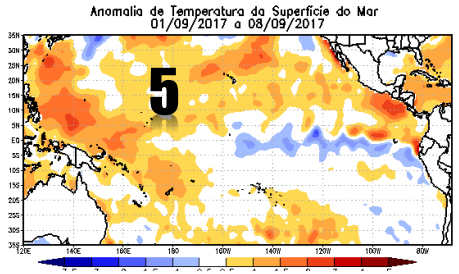


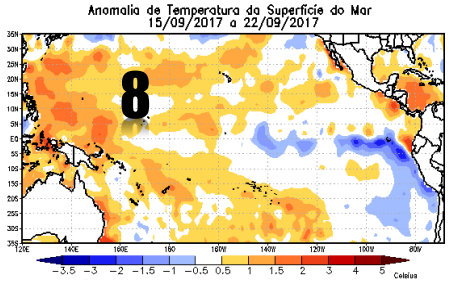


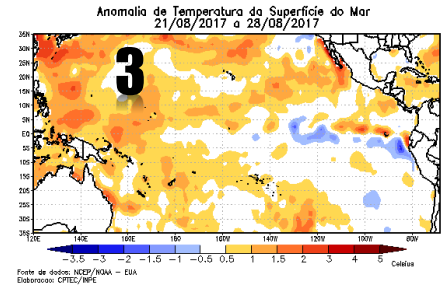


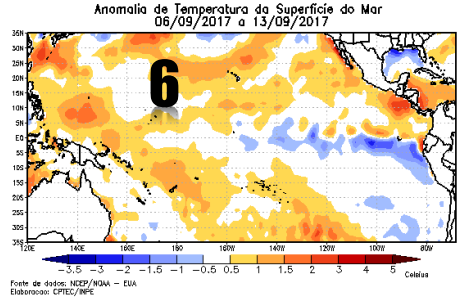


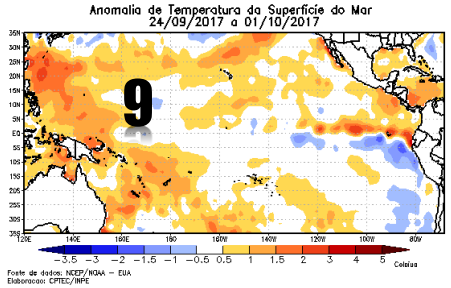












Agosto - 2017

Septiembre - 2017

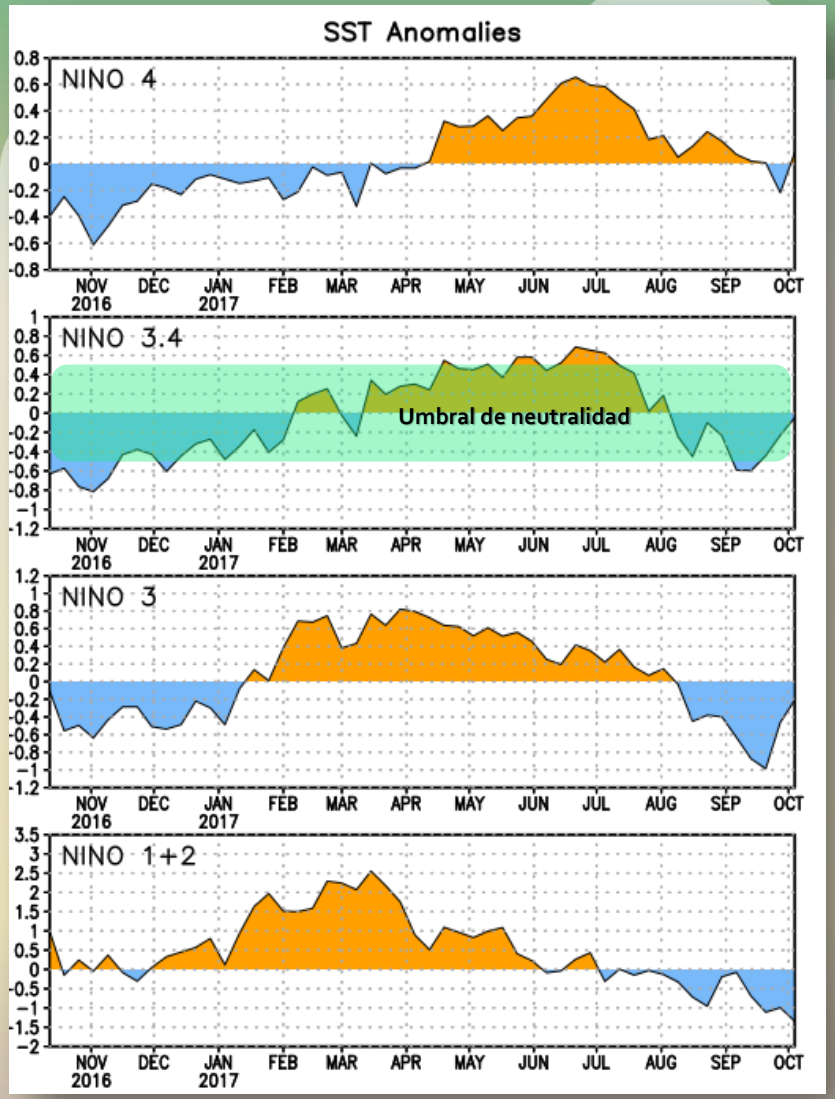
Octubre - 2017

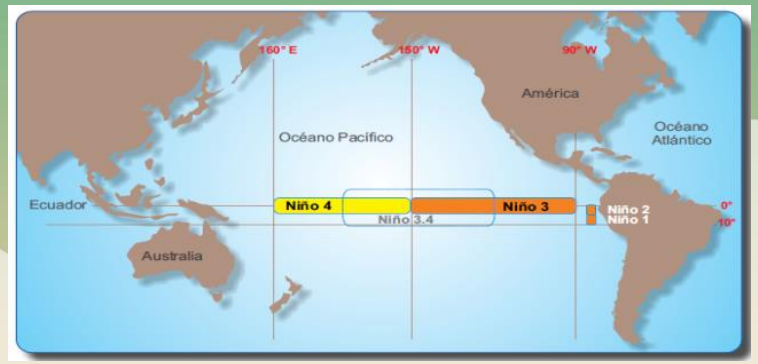
SEGUIMIENTO - OCÉANO PACÍFICO TROPICAL

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN





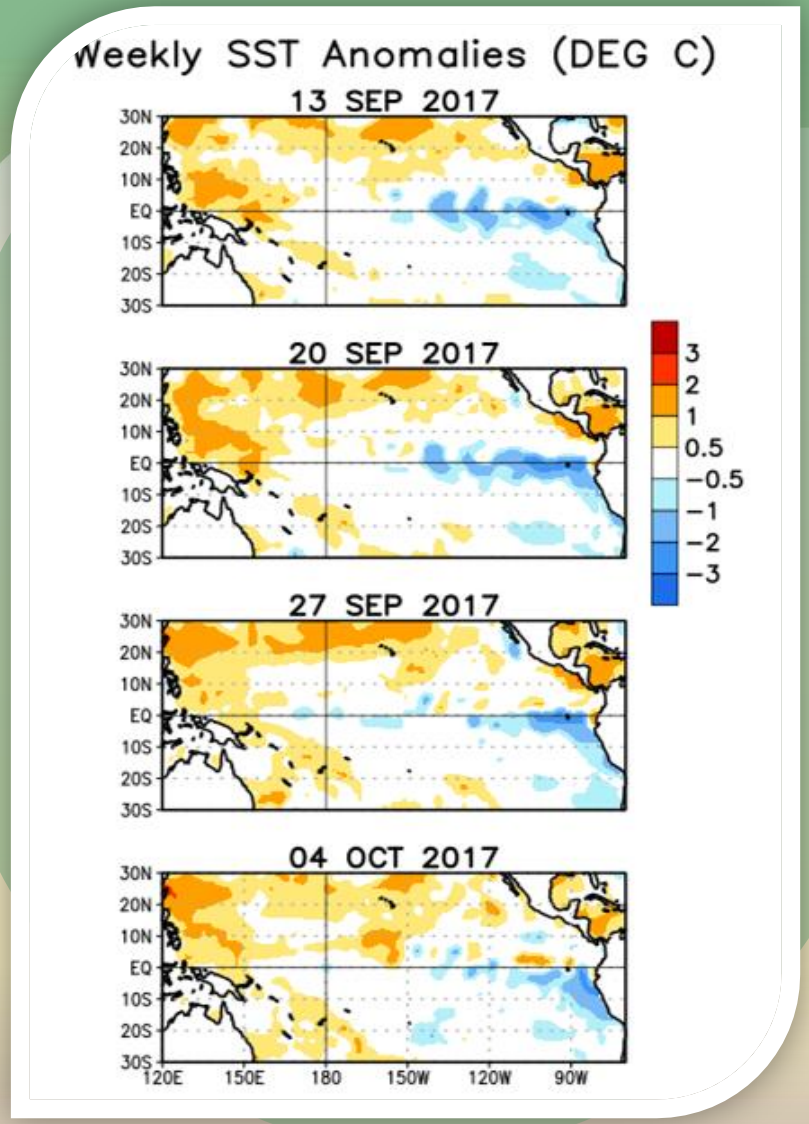
Anomalía TSM

REGIÓN	SEMANA ANTERIOR	SEMANA ACTUAL
Niño 4	0.2	0.1
Niño 3.4	-0.2	-0.0
Niño 3	-05	-0.2
Niño 1+2	-1.0	-1.4

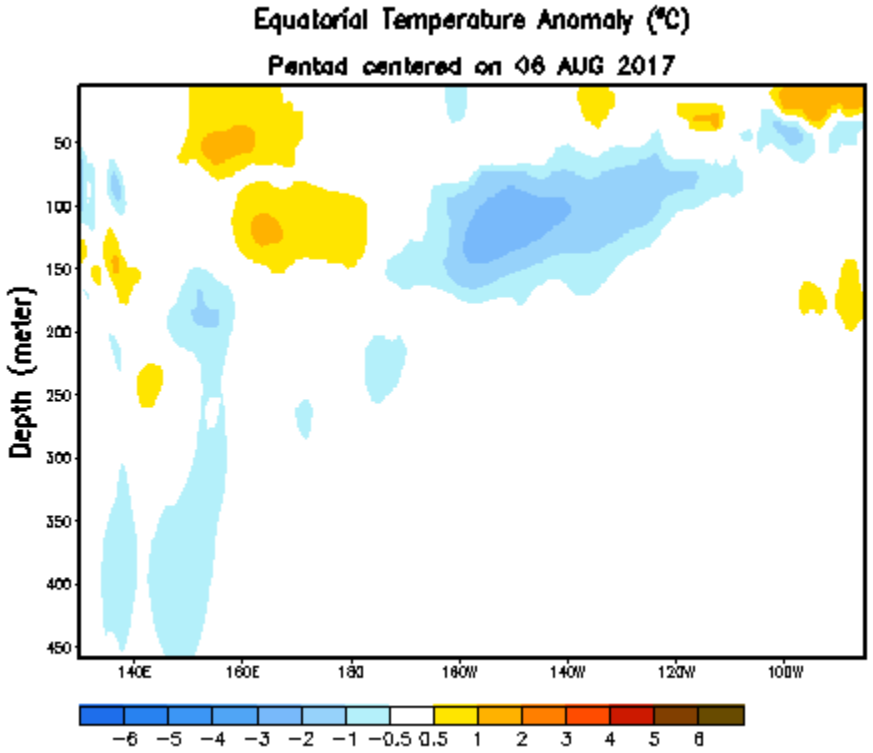
Categoría	Indice Oceánico El Niño (ONI)
Cálido fuerte	Mayor o igual a +1,4
Cálido moderado	Mayor que +0,9 y menor que +1,4
Cálido débil	Mayor que +0,5 y menor que +1,0
Neutro	Mayor que -0,5 y menor que +0,5
Frío débil	Menor que -0,5 y menor que -0,9
Frío moderado	Menor que -1,0 y menor que -1,5
Frío fuerte	Menor o igual que -1,5

SEGUIMIENTO - OCÉANO PACÍFICO TROPICAL

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
MINAMBIENTE
TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN



ANOMALÍA TsSM



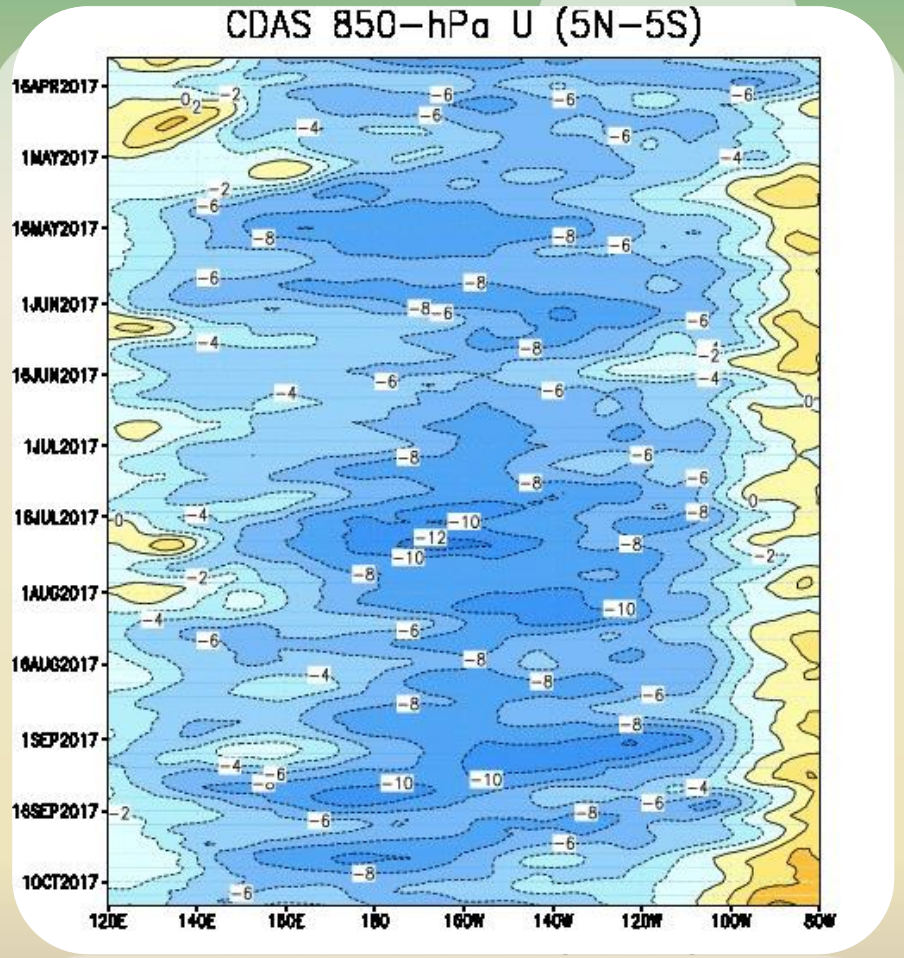
SEGUIMIENTO - OCÉANO PACÍFICO TROPICAL

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

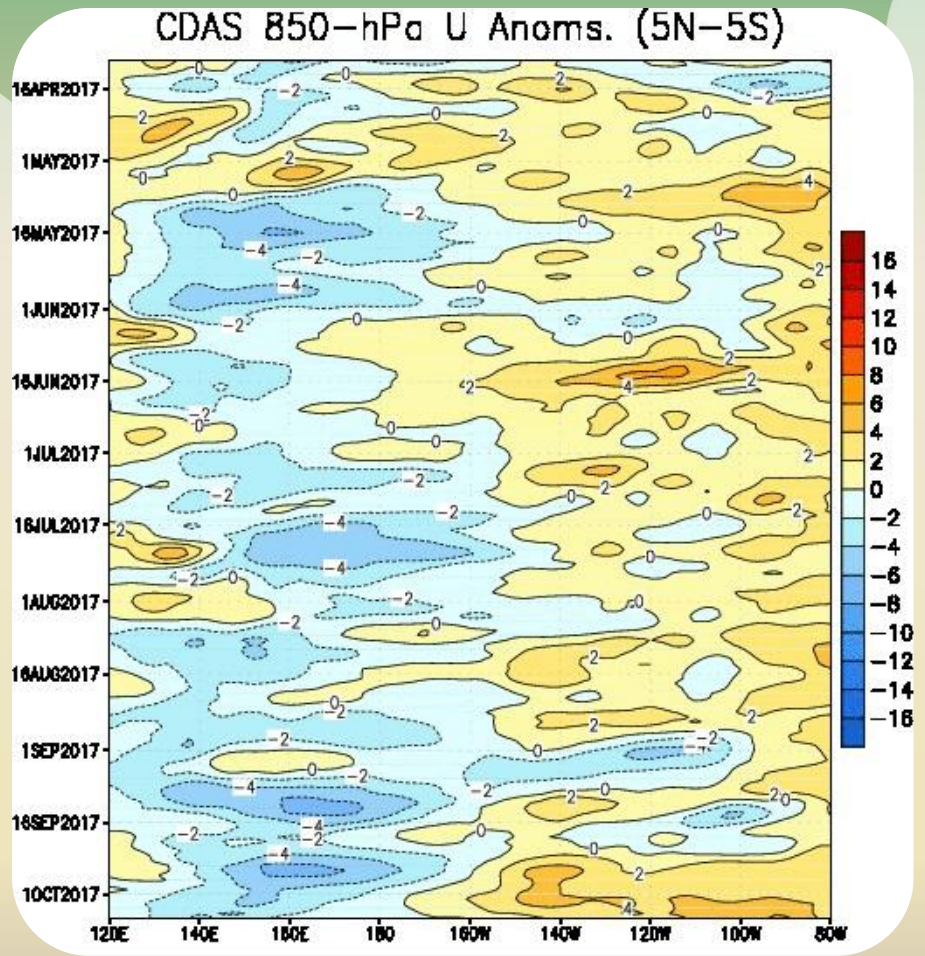
MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

Viento Zonal



Anomalía del Viento Zonal



Viento Zonal

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

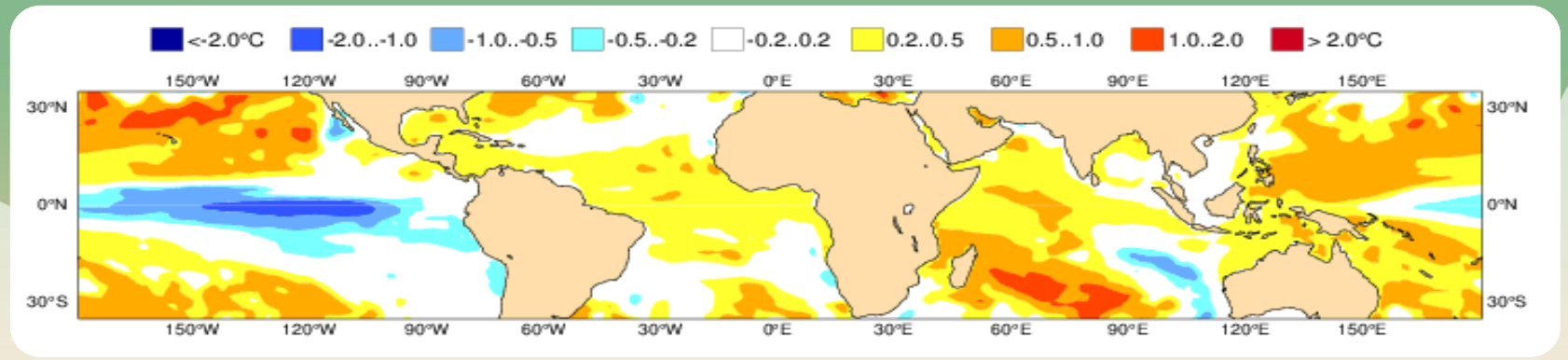
TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

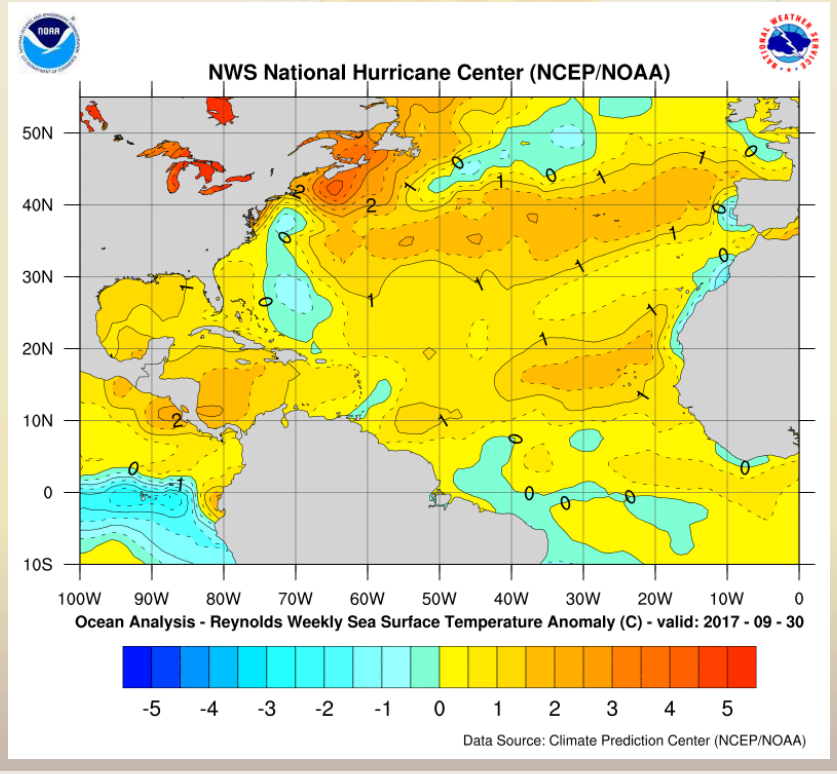
VERSION ONI

Year	DJF	JFM	FMA	MAM	AMJ	MJJ	JJA	JAS	ASO	SON	OND	NDJ
2010	1.5	1.3	0.9	0.4	-0.1	-0.6	-1.0	-1.4	-1.6	-1.7	-1.7	-1.6
2011	-1.4	-1.1	-0.8	-0.6	-0.5	-0.4	-0.5	-0.7	-0.9	-1.1	-1.1	-1.0
2012	-0.8	-0.6	-0.5	-0.4	-0.2	0.1	0.3	0.3	0.3	0.2	0.0	-0.2
2013	-0.4	-0.3	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.4	-0.4	-0.3	-0.2	-0.2	-0.3
2014	-0.4	-0.4	-0.2	0.1	0.3	0.2	0.1	0.0	0.2	0.4	0.6	0.7
2015	0.6	0.6	0.6	0.8	1.0	1.2	1.5	1.8	2.1	2.4	2.5	2.6
2016	2.5	2.2	1.7	1.0	0.5	0.0	-0.3	-0.6	-0.7	-0.7	-0.7	-0.6
2017	-0.3	-0.1	0.1	0.3	0.4	0.4	0.1	-0.1				

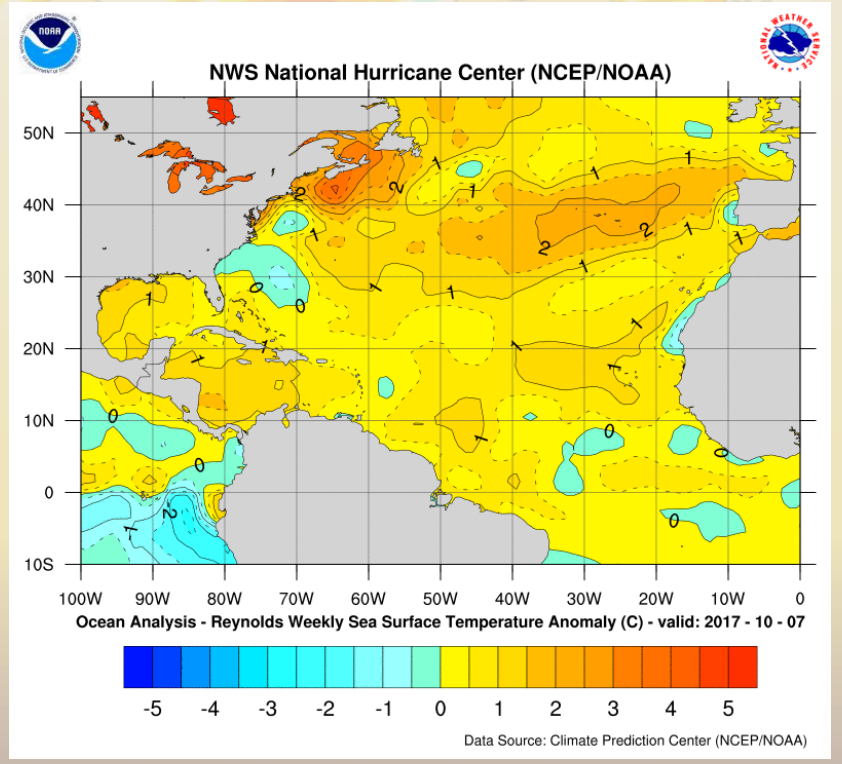
ERSST.V3B SST

OND





Evolución



SEGUIMIENTO - OCÉANO ATLÁNTICO

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

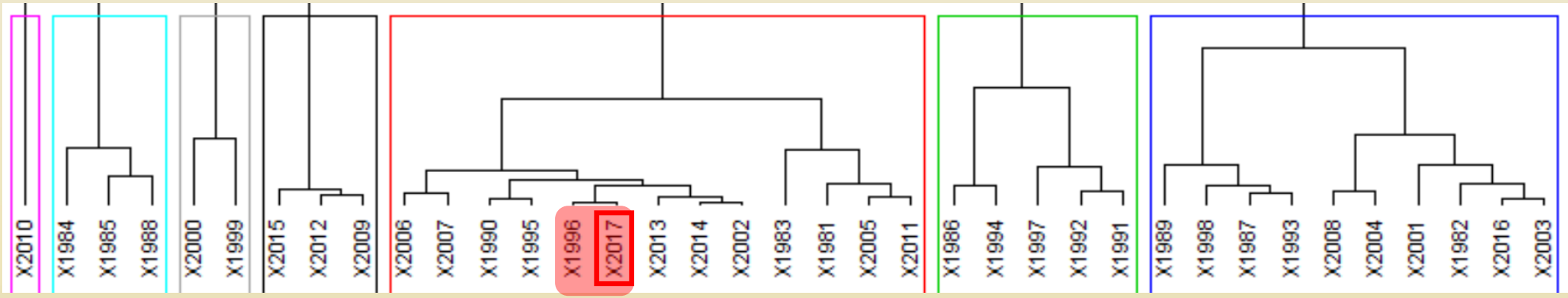
TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

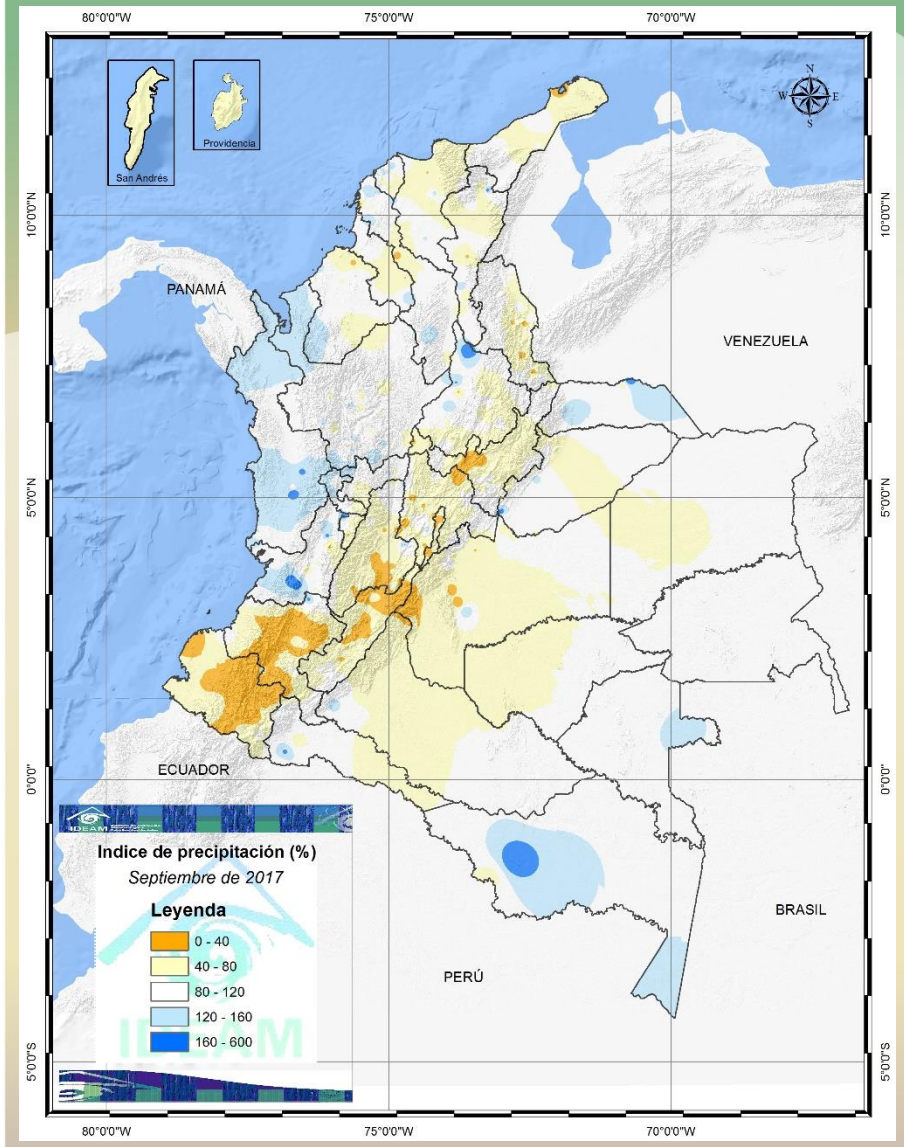
2. ANÁLOGOS HISTÓRICOS

PRECIPITACIÓN

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
MINAMBIENTE
TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

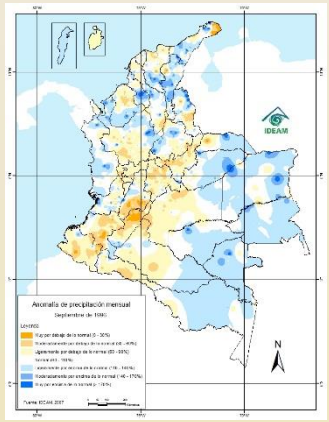
ANÁLOGOS – HISTÓRICOS
METODOLOGÍA ESTADÍSTICA
CLÚSTER JERÁRQUICO



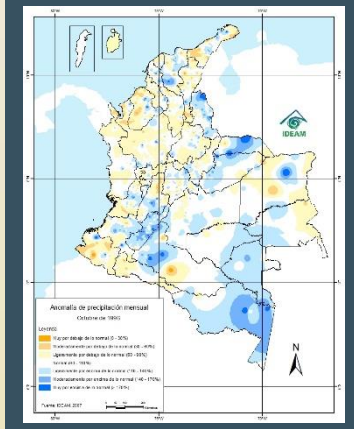


1996

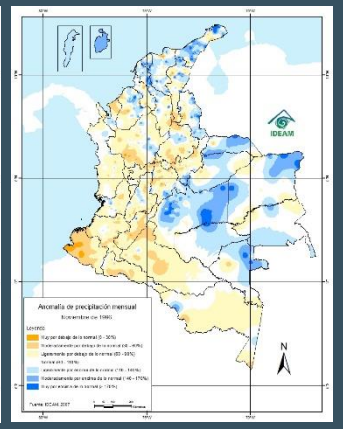
SEPTIEMBRE



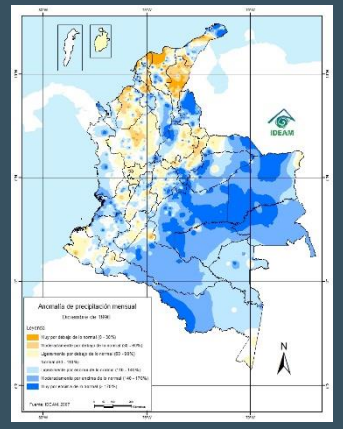
OCTUBRE



NOVIEMBRE



DICIEMBRE



ANÁLOGOS CLÚSTER JERÁRQUICO

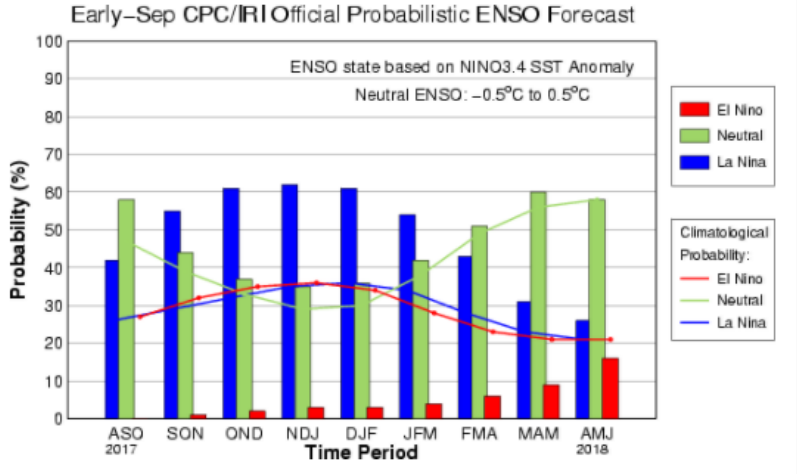
IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

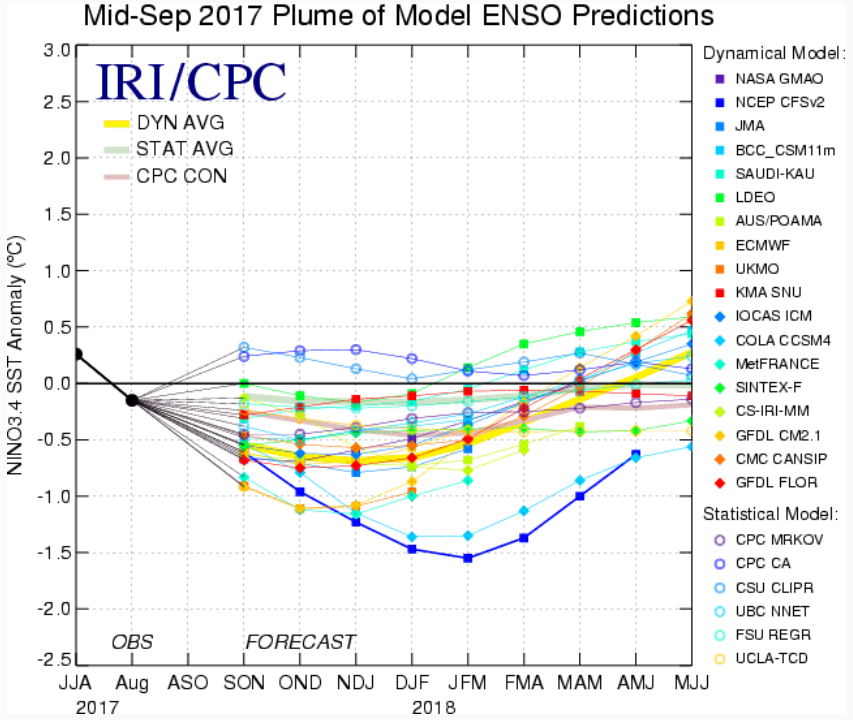
TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

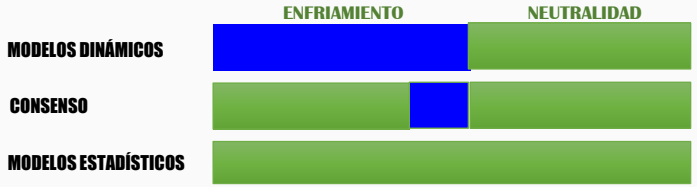
3. PREDICCIONES INTERNACIONALES

PROYECCIÓN - IRI



Season	La Niña	Neutral	El Niño
JAS 2017	42%	58%	0%
ASO 2017	55%	44%	1%
SON 2017	61%	37%	2%
OND 2017	62%	35%	3%
NDJ 2017	61%	36%	3%

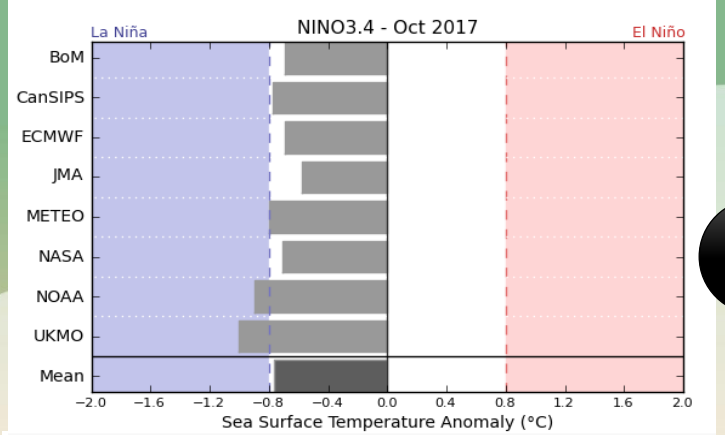




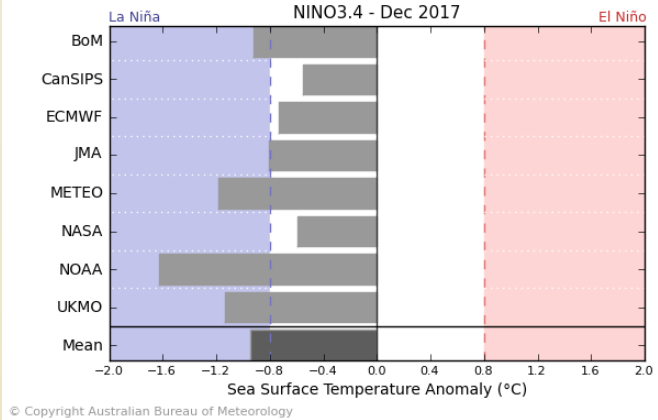
ATSM EN 3.4

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
MINAMBIENTE
TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

Bureau of Meteorology Australia

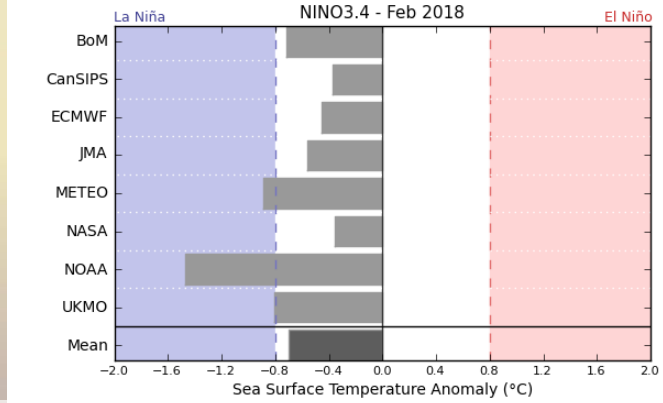


OCT — Neutro



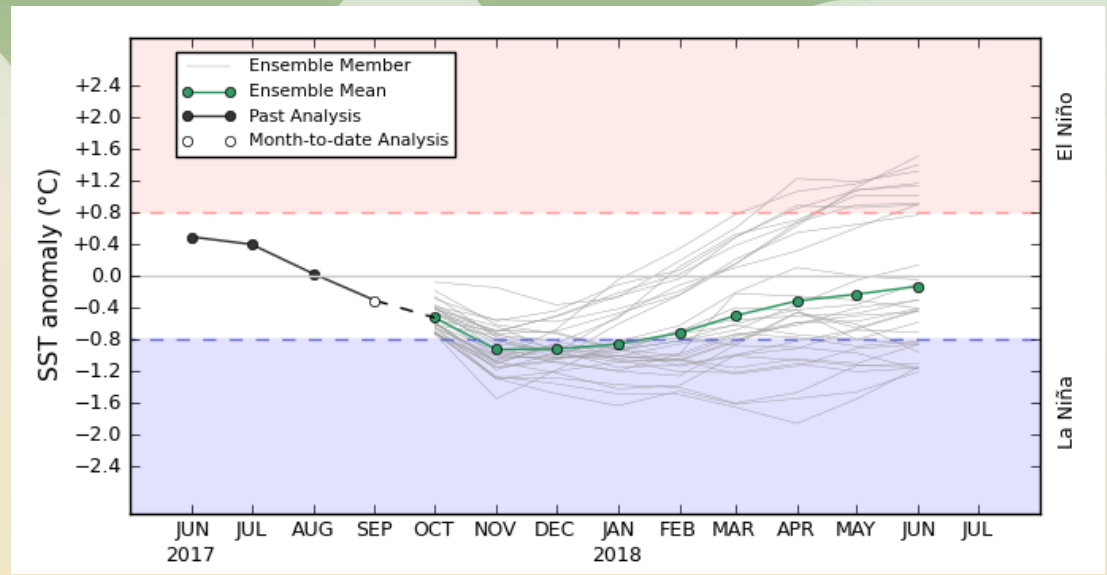
© Copyright Australian Bureau of Meteorology

DIC — Enfriamiento



© Copyright Australian Bureau of Meteorology

FEB — Neutro



	Oct 2017	Nov 2017	Dec 2017	Jan 2018	Feb 2018	Mar 2018	Apr 2018
NINO34 (°C)	-0.5°C	-0.9°C	-0.9°C	-0.9°C	-0.7°C	-0.5°C	-0.3°C
below -0.8 °C	0%	63.6%	72.7%	69.7%	54.5%	39.4%	30.3%
neutral	100%	36.4%	27.3%	30.3%	45.5%	60.6%	57.6%
above +0.8 °C	0%	0%	0%	0%	0%	0%	12.1%

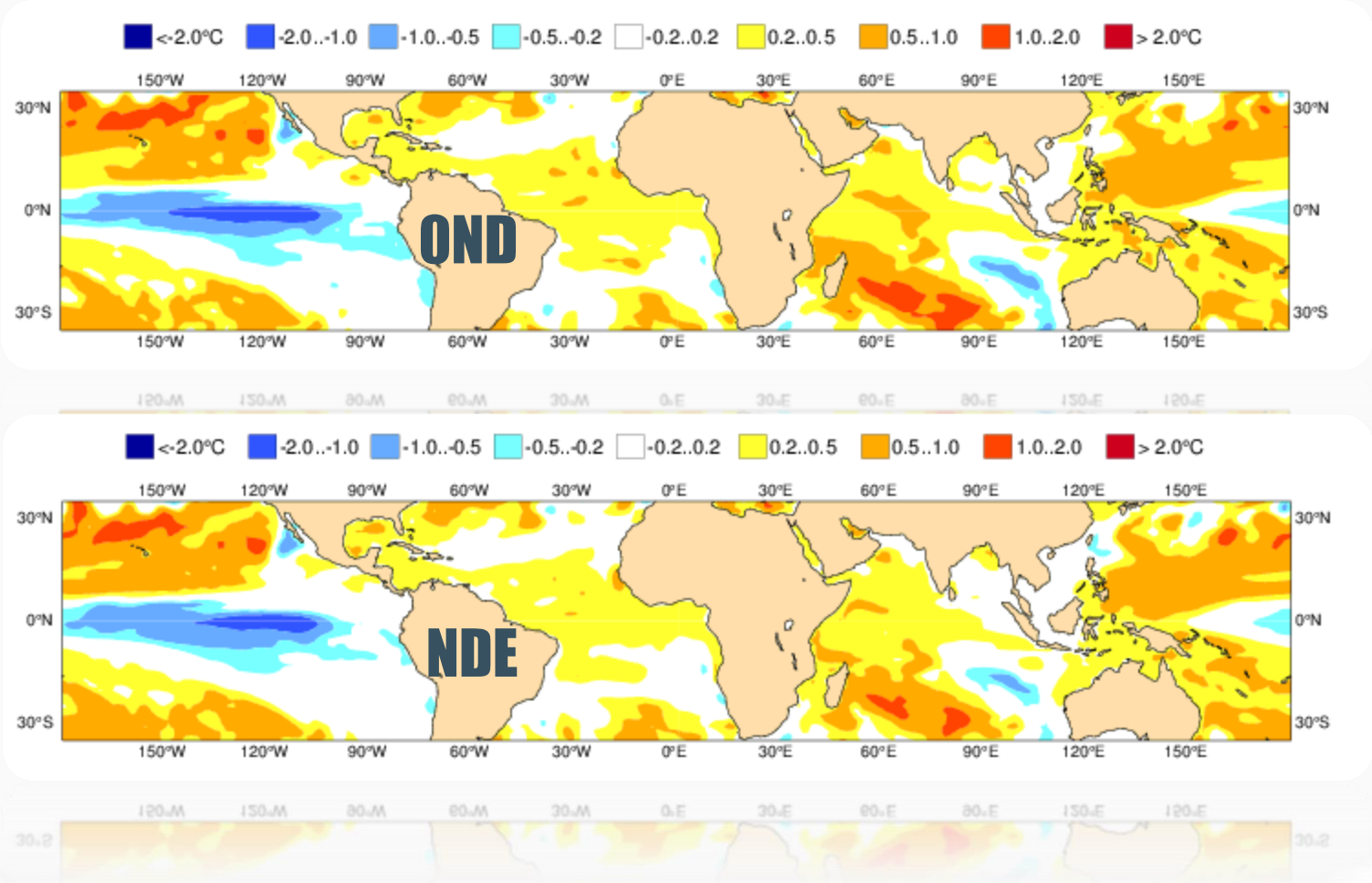
ATSM EN 3.4

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

MODELO EUROPEO - ATSM



PROYECCIÓN DE LA ATSM - MUNDIAL

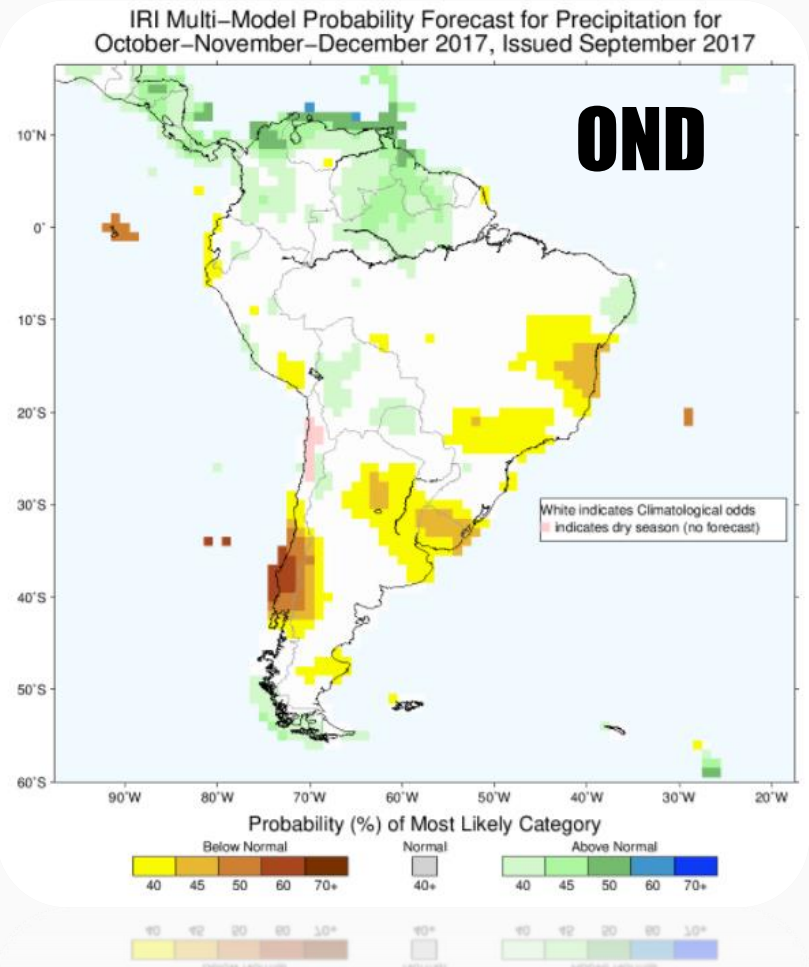
IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

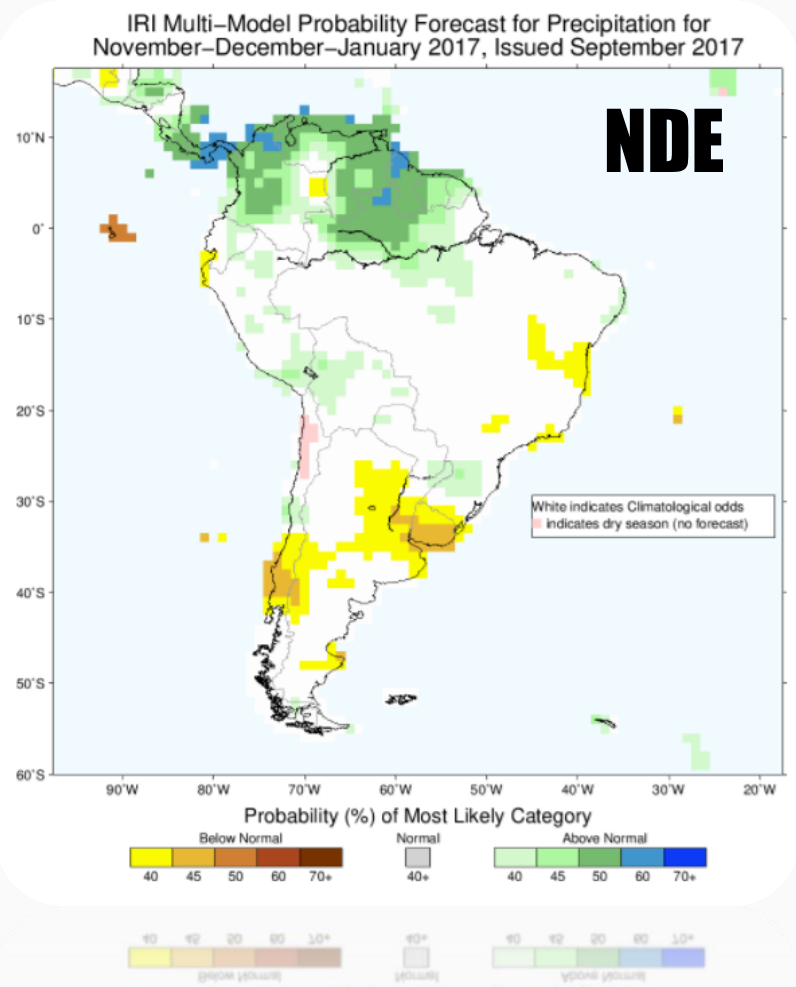
MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

IRI Internacional Research Insttitute for Climate and Society

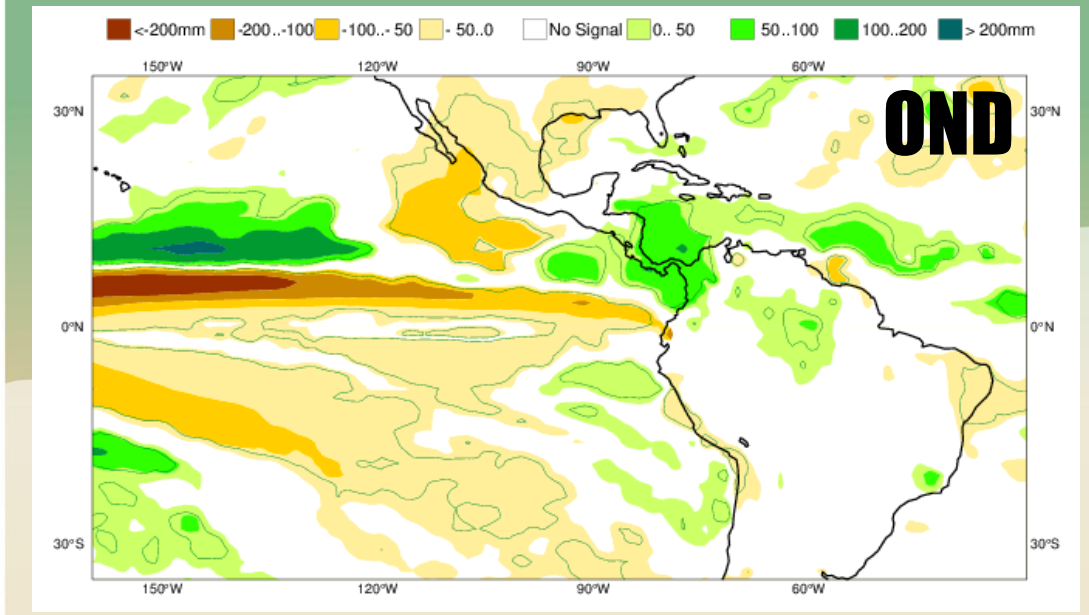
CONDICIÓN MÁS PROBABLE - PRECIPITACIÓN PARA EL TRIMESTRE

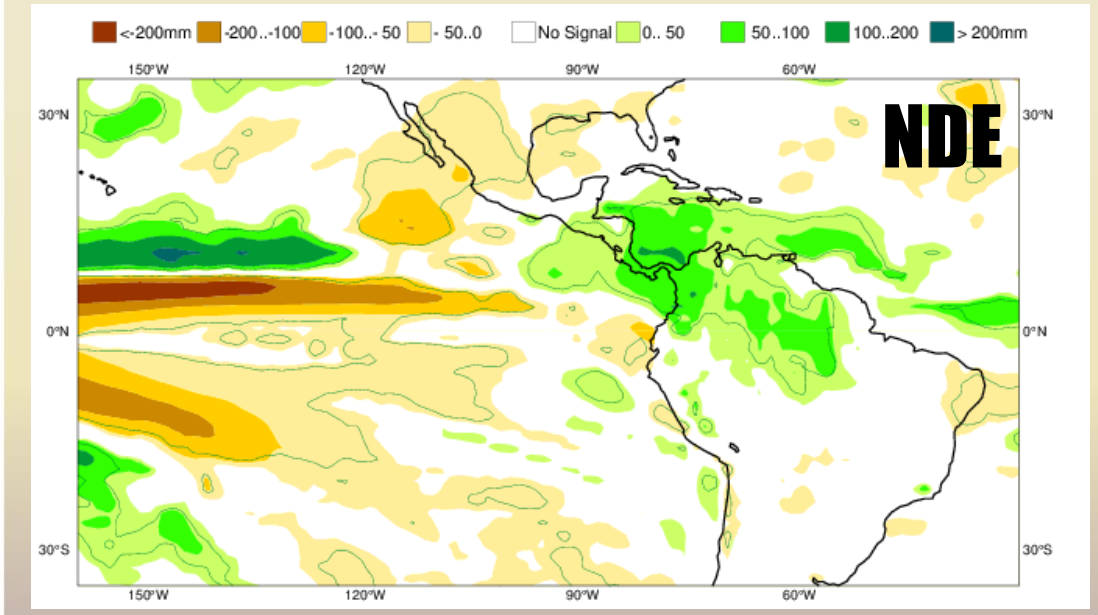




PROYECCIÓN PRECIPITACIÓN - TRIMESTRAL

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
MINAMBIENTE
TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN





PREDICCIÓN
CENTRO EUROPEO

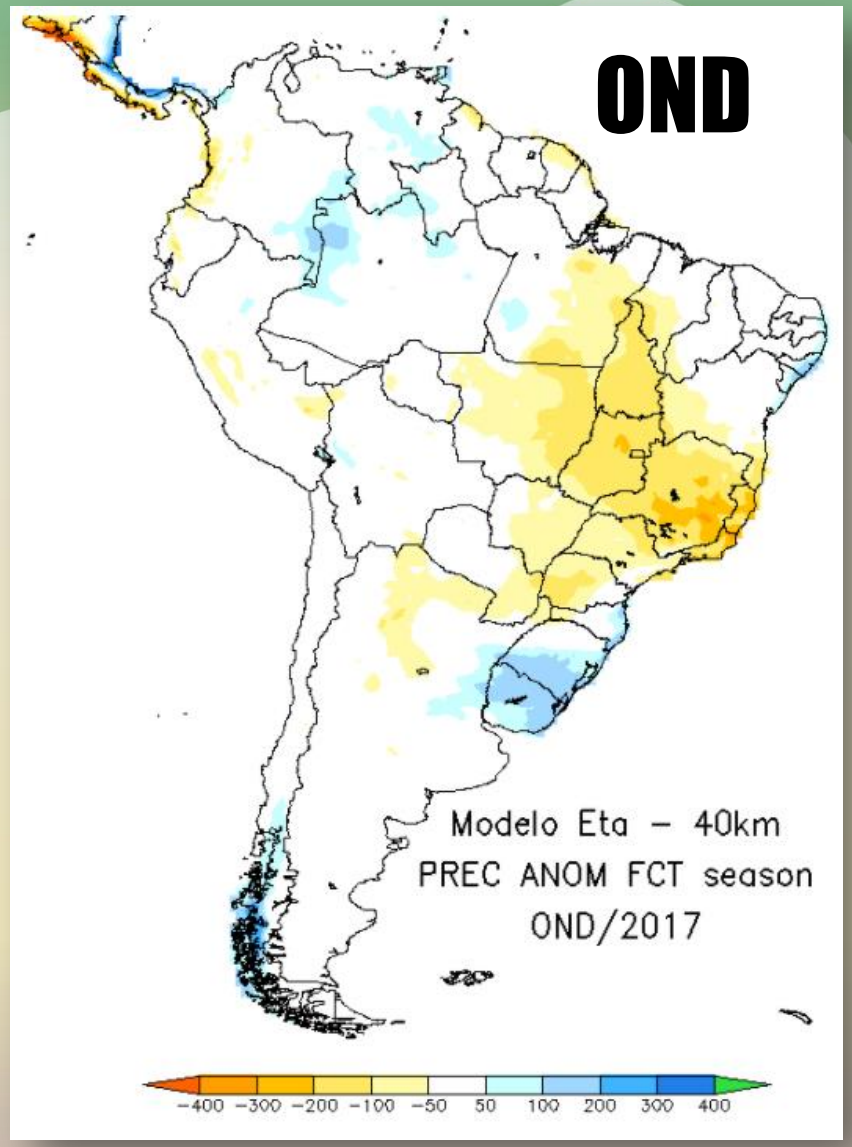
CONDICIÓN MÁS PROBABLE - PRECIPITACIÓN PARA EL TRIMESTRE

PROYECCIÓN PRECIPITACIÓN - TRIMESTRAL

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

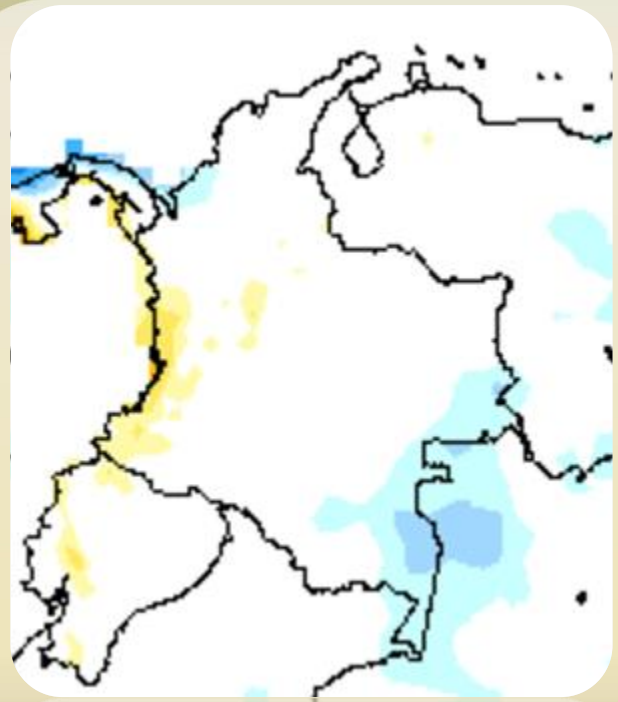
MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN



PREDICCIÓN MODELO ETA

ANOMALÍA DE LA PRECIPITACIÓN PARA EL TRIMESTRE



PROYECCIÓN PRECIPITACIÓN - TRIMESTRAL

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

4. PREDICCIONES NACIONALES

CLIMATOLOGÍA

RESULTADOS MODELOS

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

CLIMATOLOGÍA

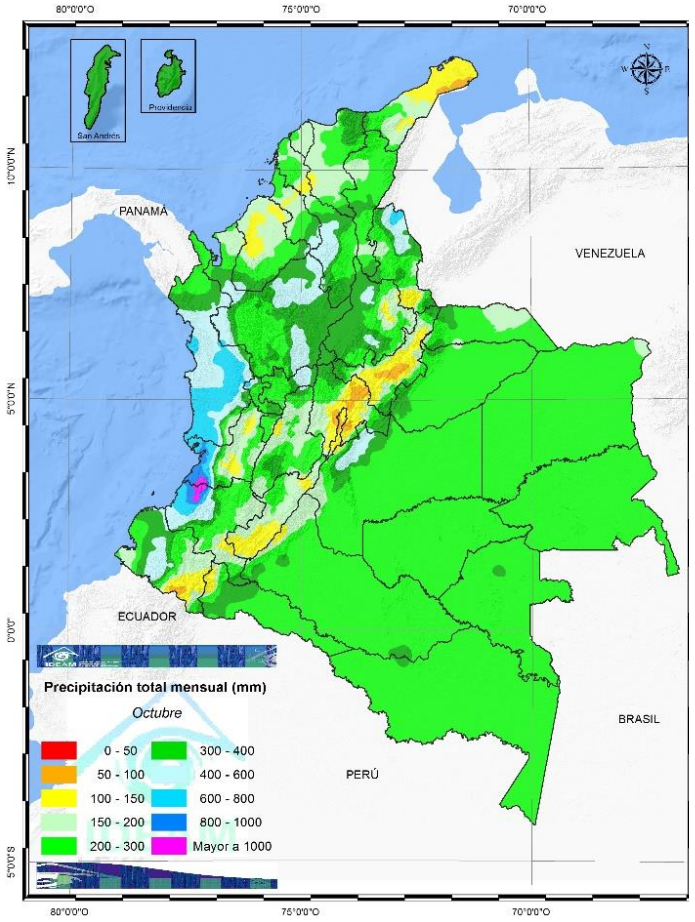
MENSUAL - TRIMESTRAL

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

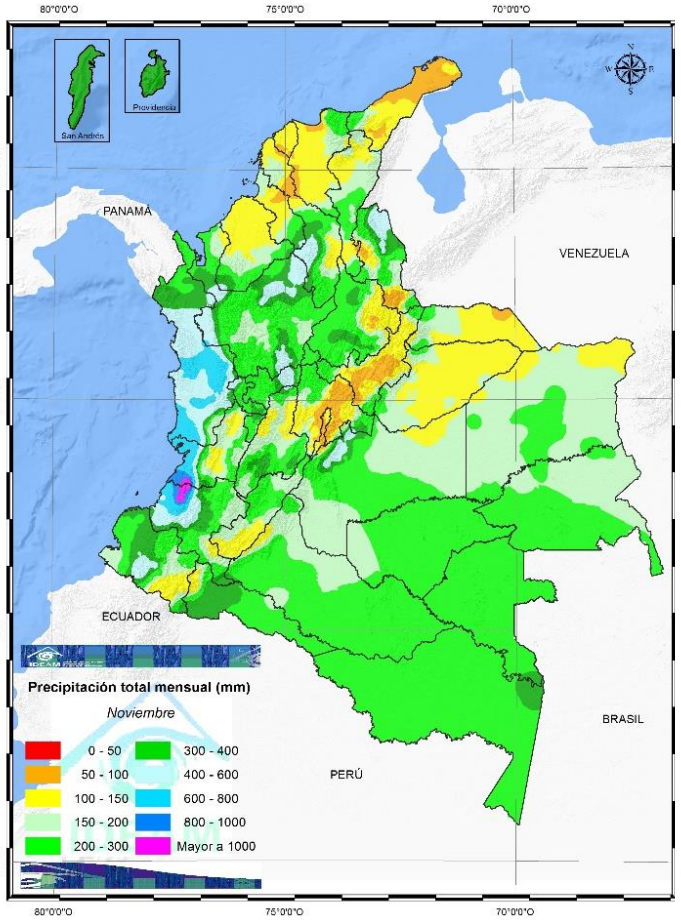
MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

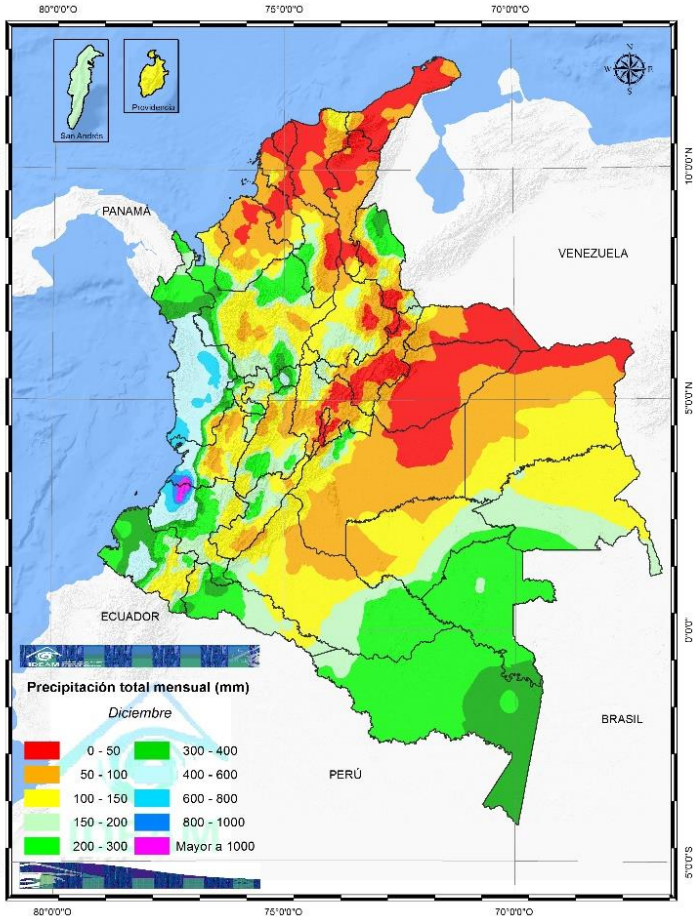
OCTUBRE

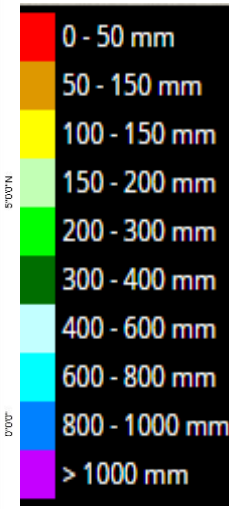


NOVIEMBRE



DICIEMBRE





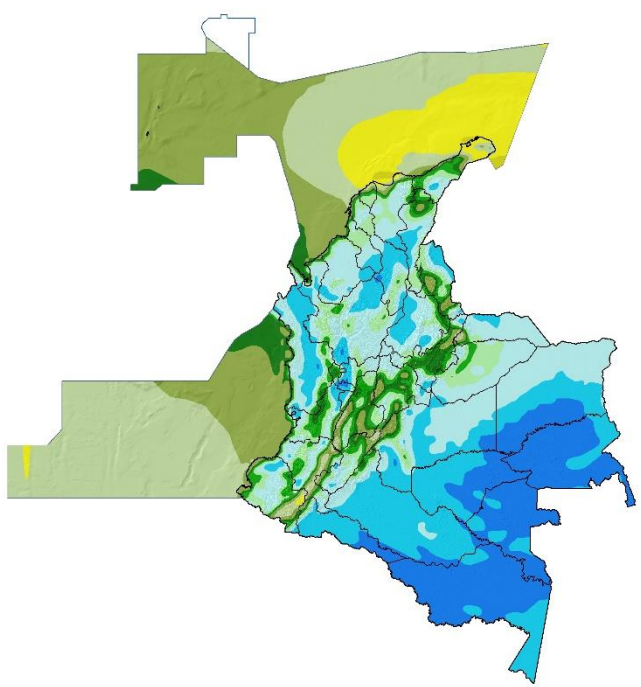
PRECIPITACIÓN

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

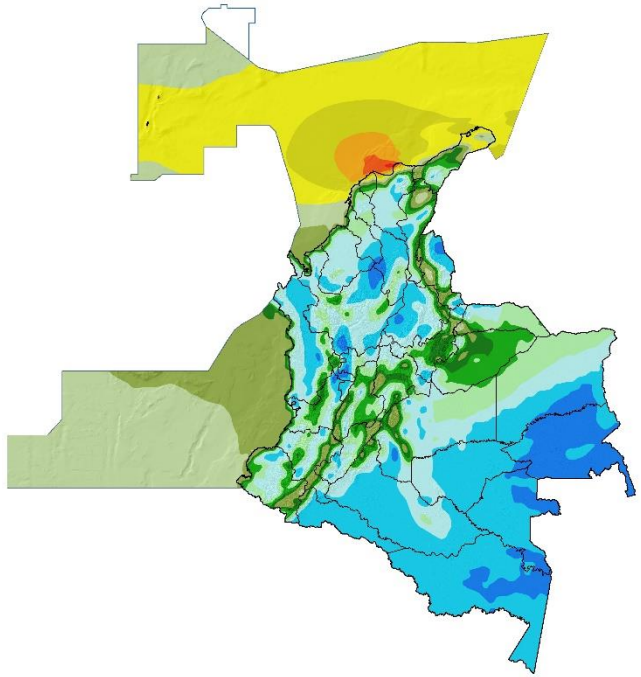
MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

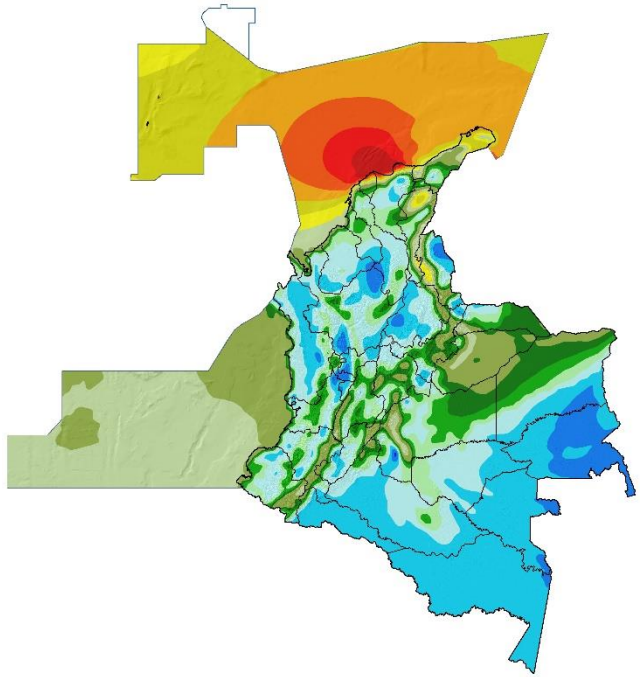
Climatología



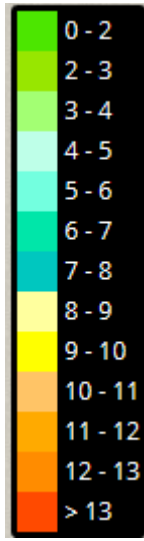
OCTUBRE



NOVIEMBRE



DICIEMBRE



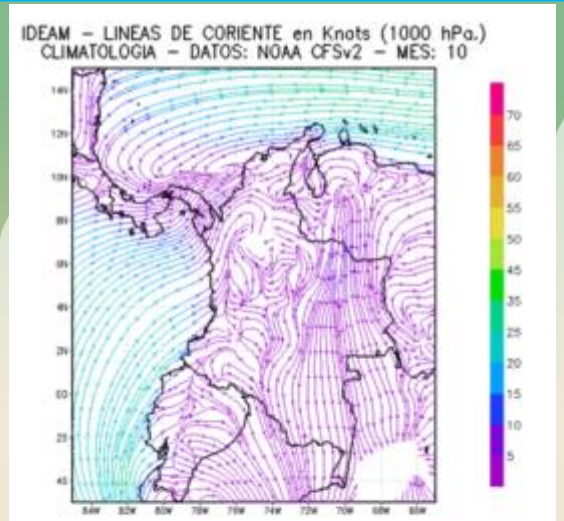
VELOCIDAD DEL VIENTO - SUPERFICIE

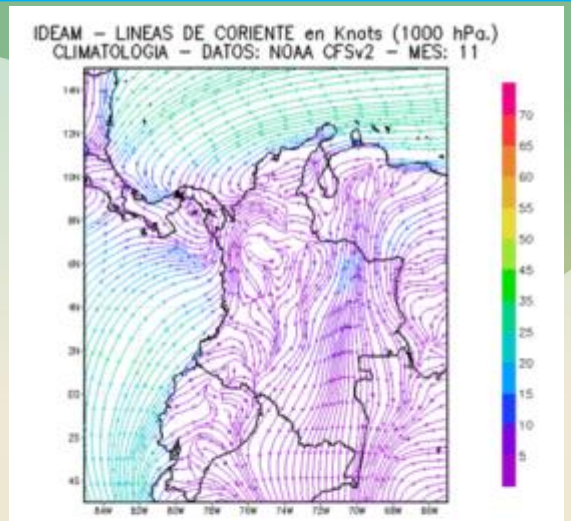
IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

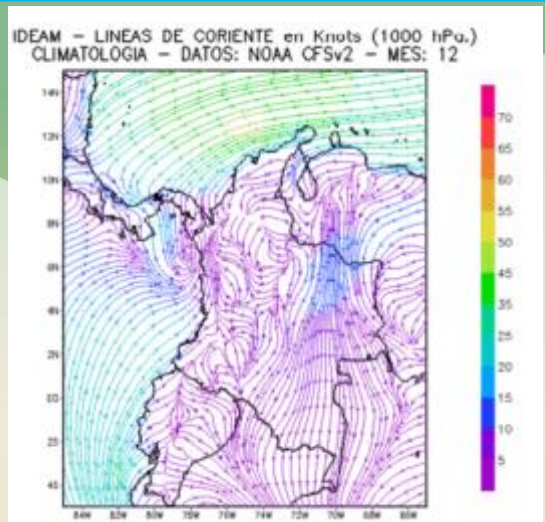
MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

CLIMATOLOGÍA

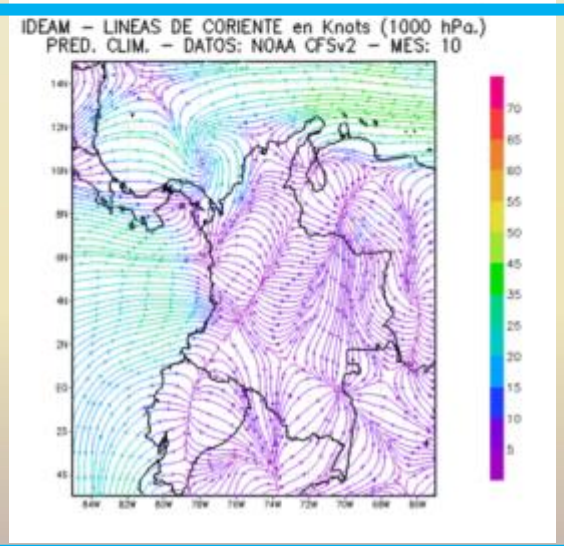


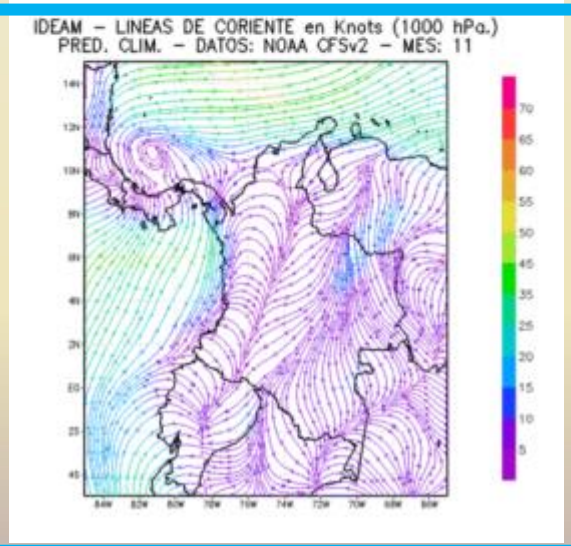


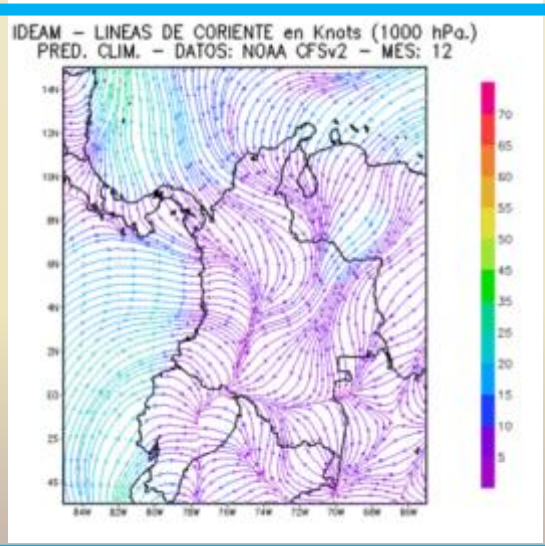


OCTUBRE | **NOVIEMBRE** | **DICIEMBRE**

PREDICCIÓN







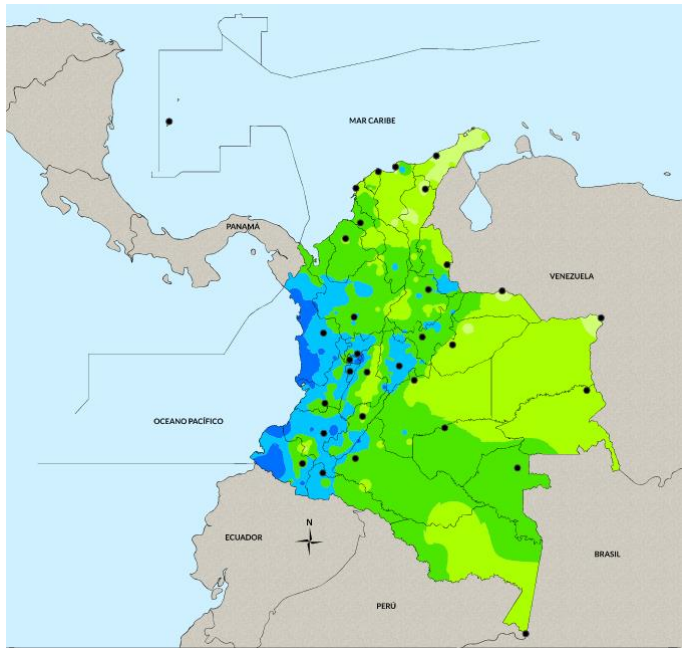
Dirección y Velocidad del Viento en Superficie

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

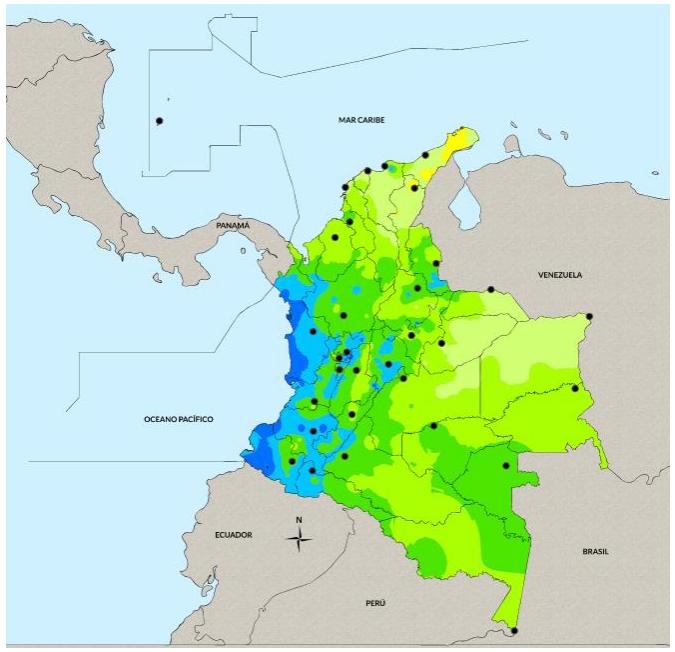
MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

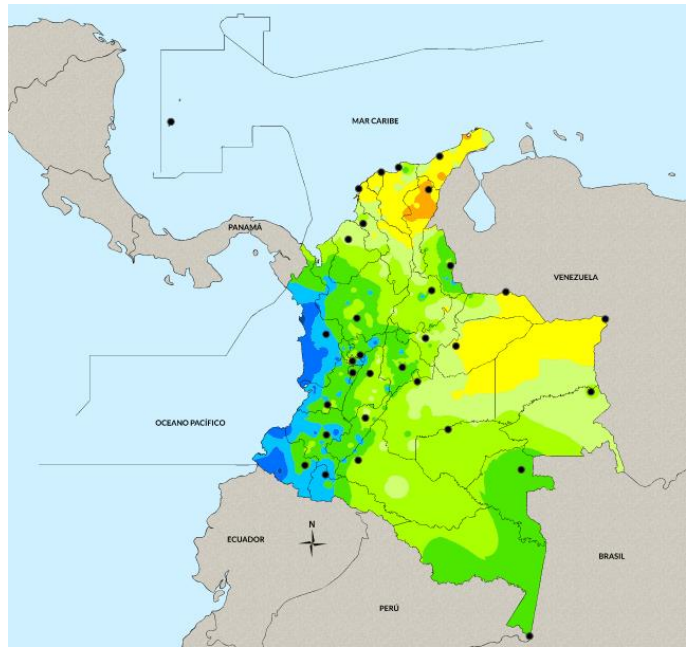
Climatología



OCTUBRE



NOVIEMBRE



DICIEMBRE

BRILLO SOLAR

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

RESULTADOS MODELOS

MENSUAL - TRIMESTRAL

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

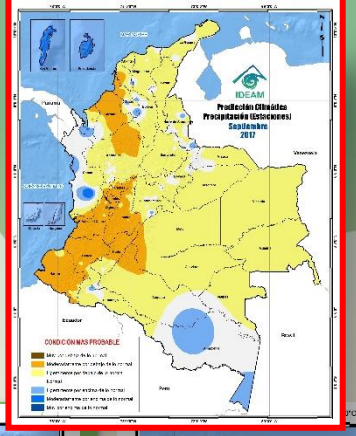
MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

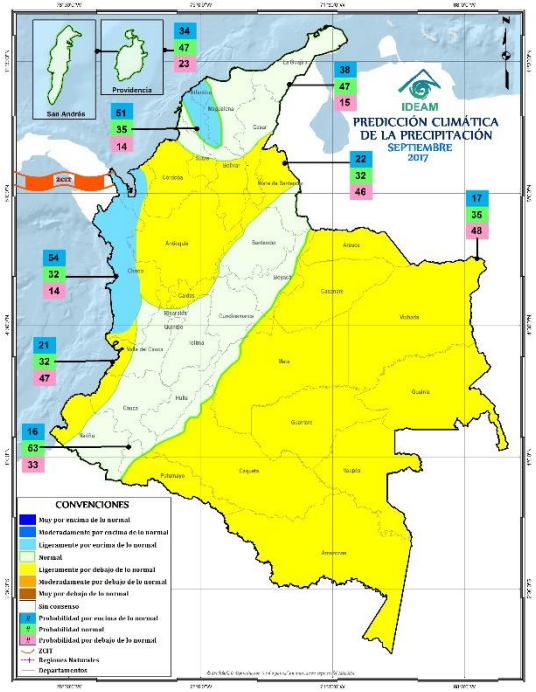
CONSENSO – ANOMALÍAS

ANÁLISIS PRELIMINAR

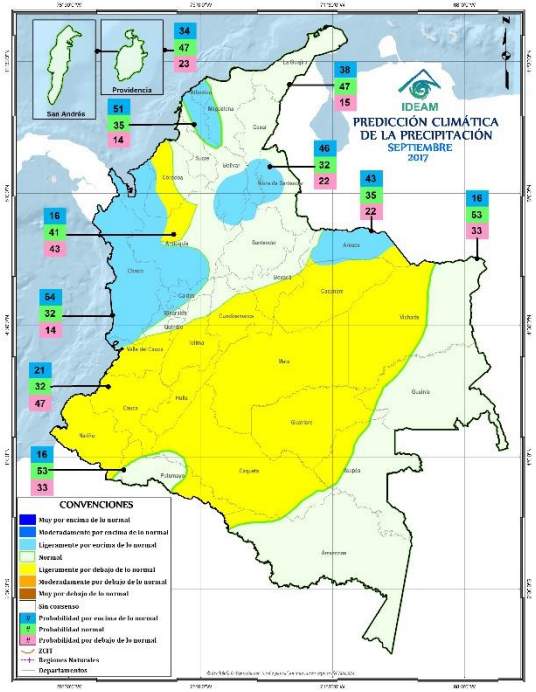
SEPTIEMBRE 2017



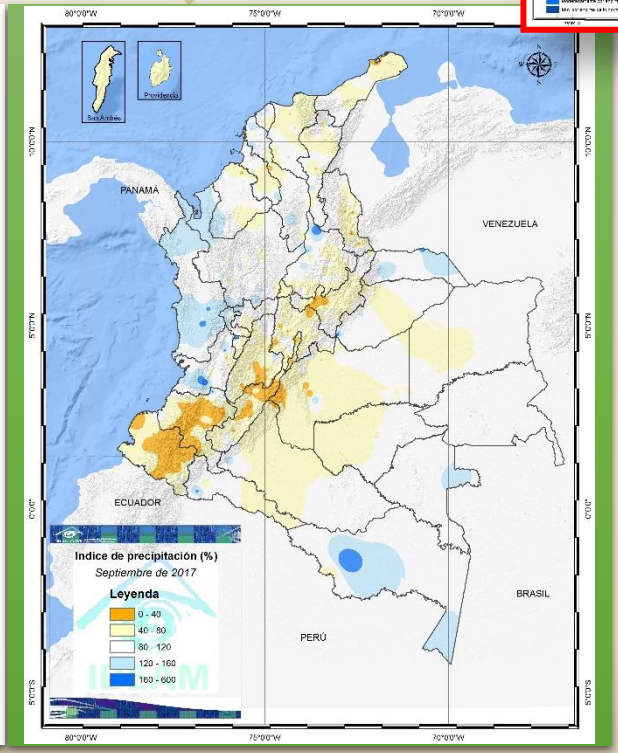
Predicción con CPT



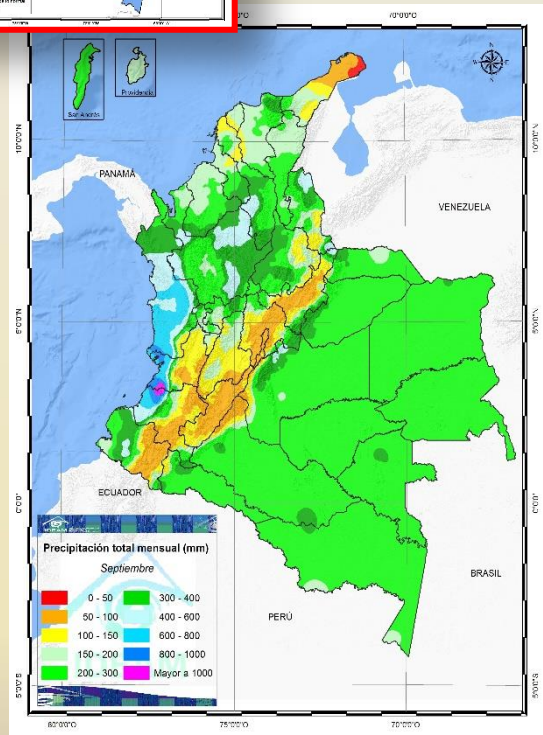
Consenso Inicial



Consenso Quincenal



Anomalías



Clima

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

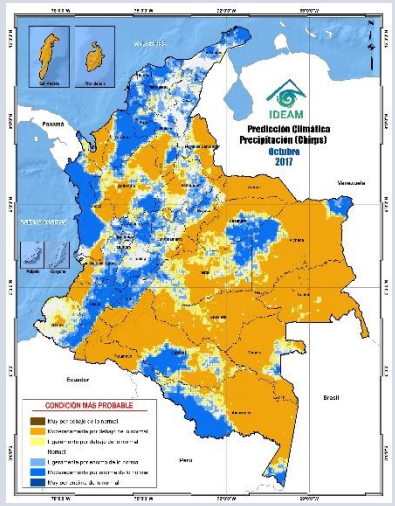
MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

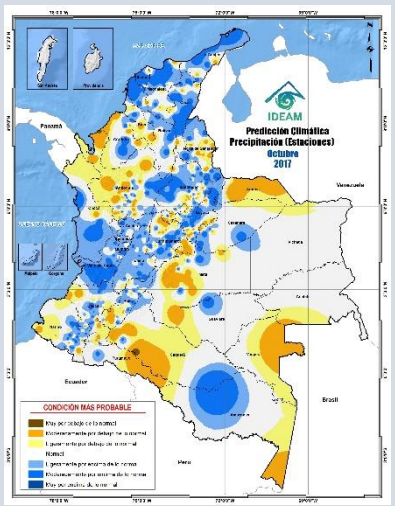
OCTUBRE

PRECIPITACIÓN TOTAL

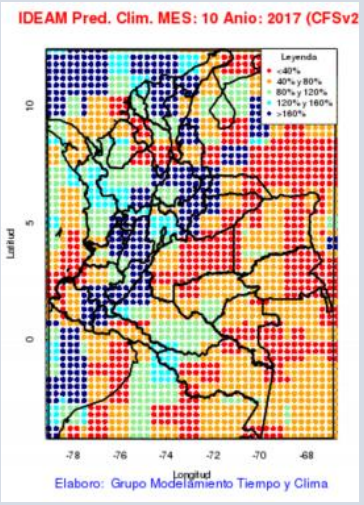
CPT - CHIRPS



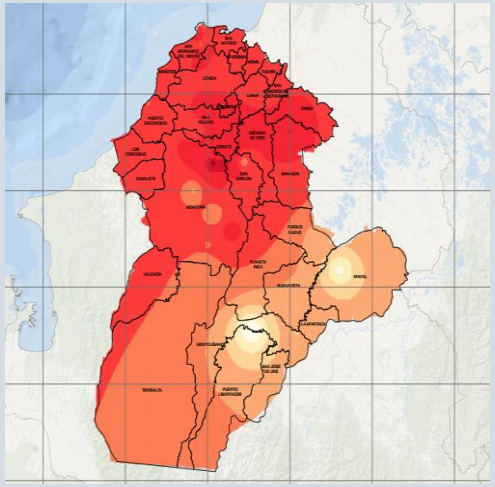
CPT – ESTACIONES



CFSv2

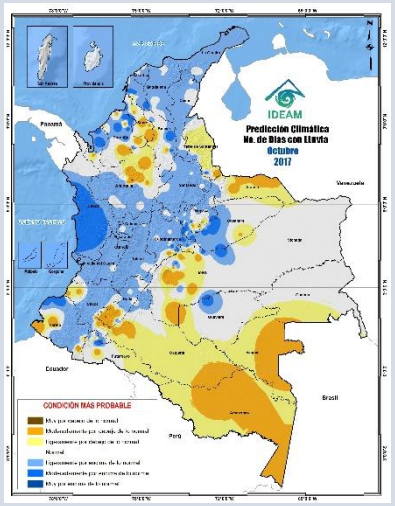


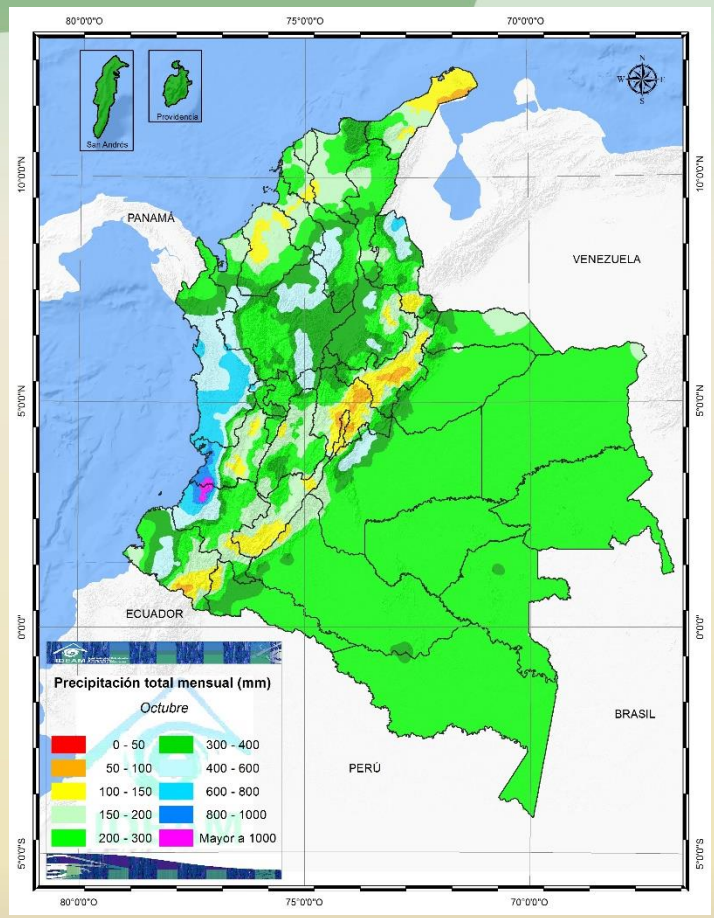
FENALCE



NO. DÍAS CON LLUVIA

CPT – ESTACIONES





CLIMATOLOGÍA

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

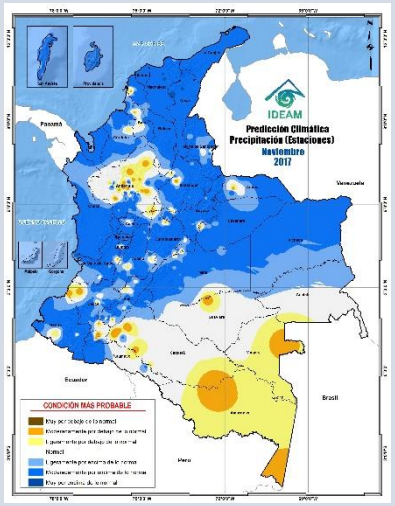
MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

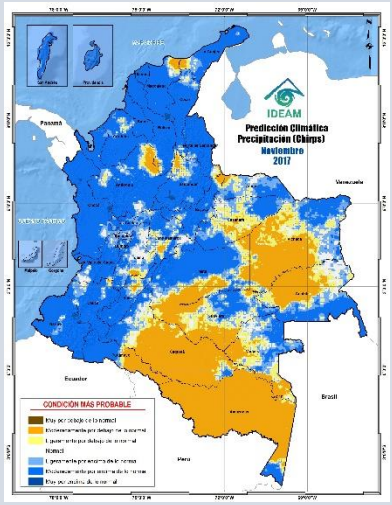
NOVIEMBRE

PRECIPITACIÓN TOTAL

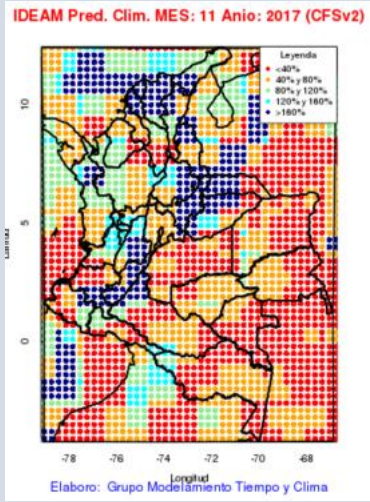
CPT - CHIRPS



CPT – ESTACIONES

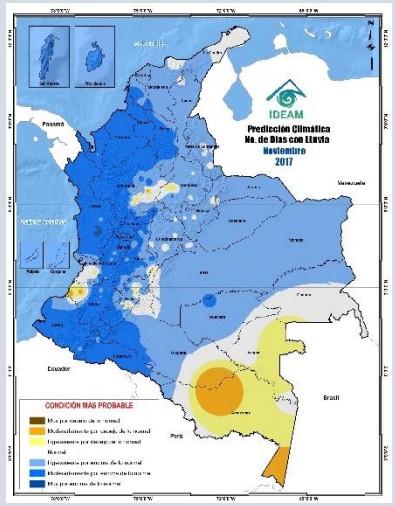


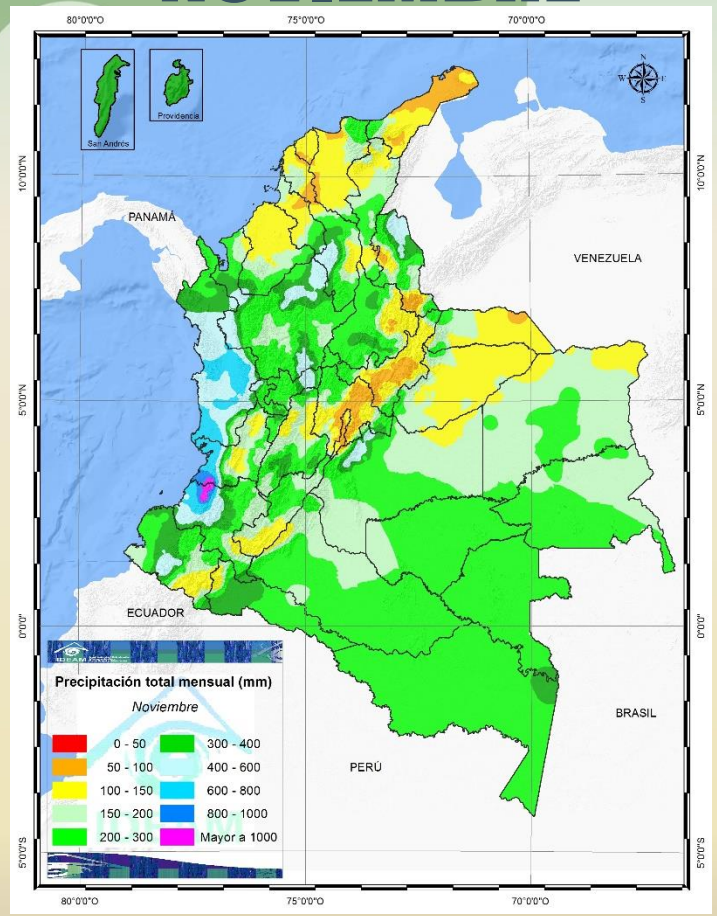
CFSv2



NO. DÍAS CON LLUVIA

CPT – ESTACIONES





CLIMATOLOGÍA

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

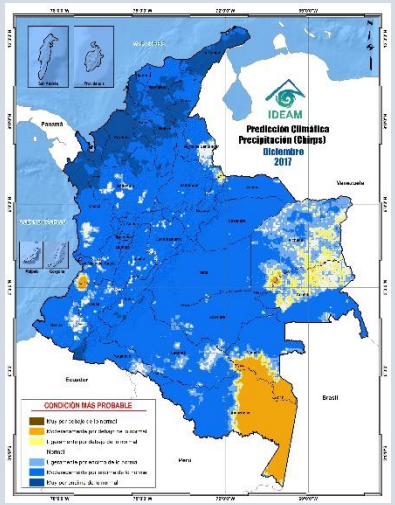
MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

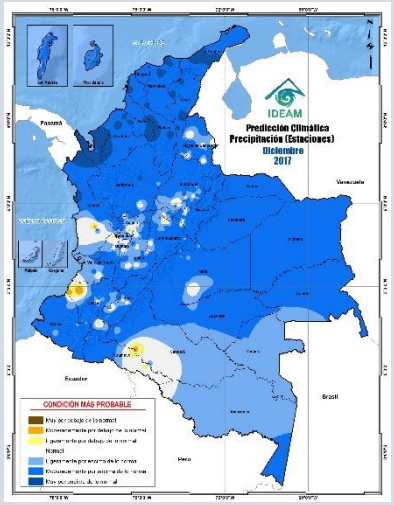
DICIEMBRE

PRECIPITACIÓN TOTAL

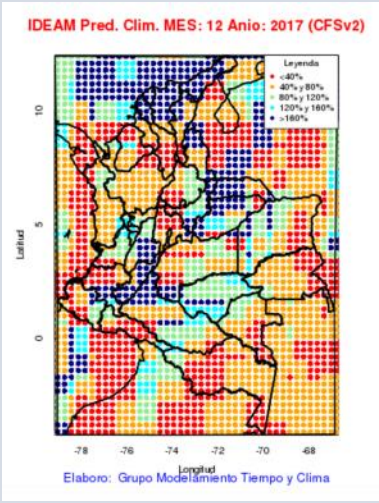
CPT - CHIRPS



CPT – ESTACIONES

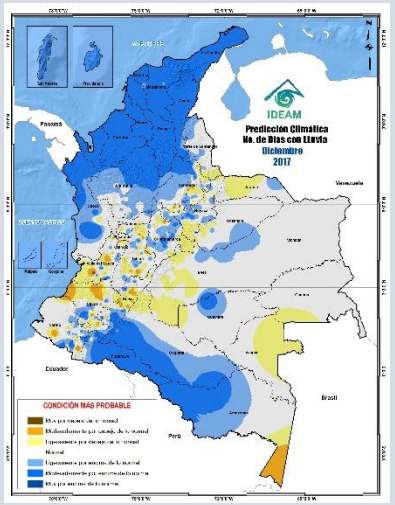


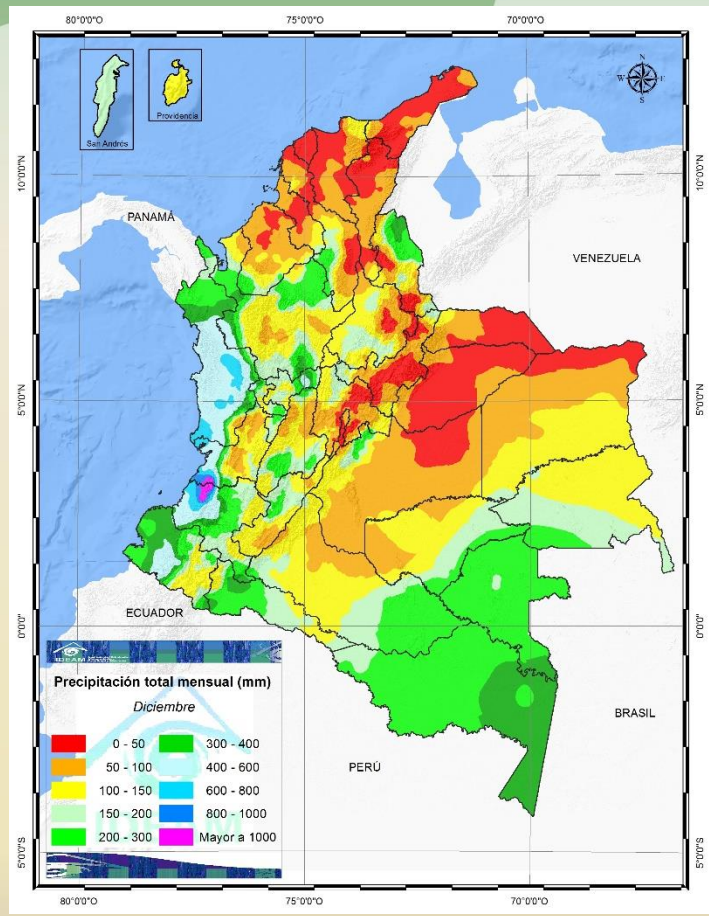
CFSv2



NO. DÍAS CON LLUVIA

CPT – ESTACIONES





CLIMATOLOGÍA

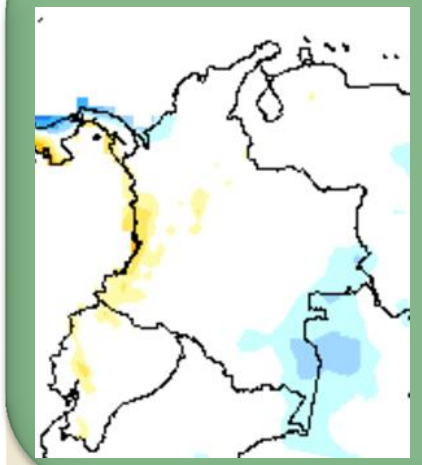
IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

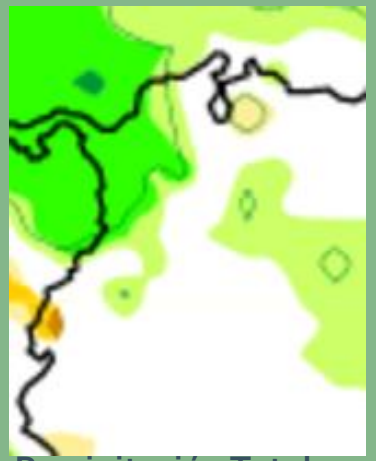
TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

OND
CLIMATOLOGÍA

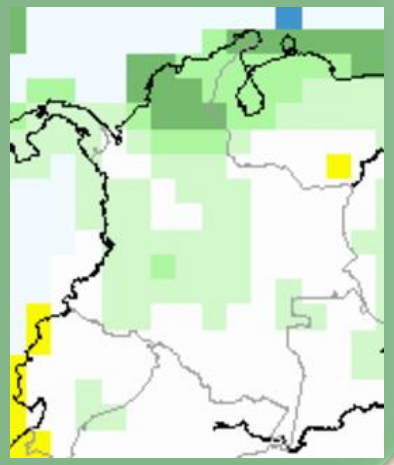
ETA



ECMWF

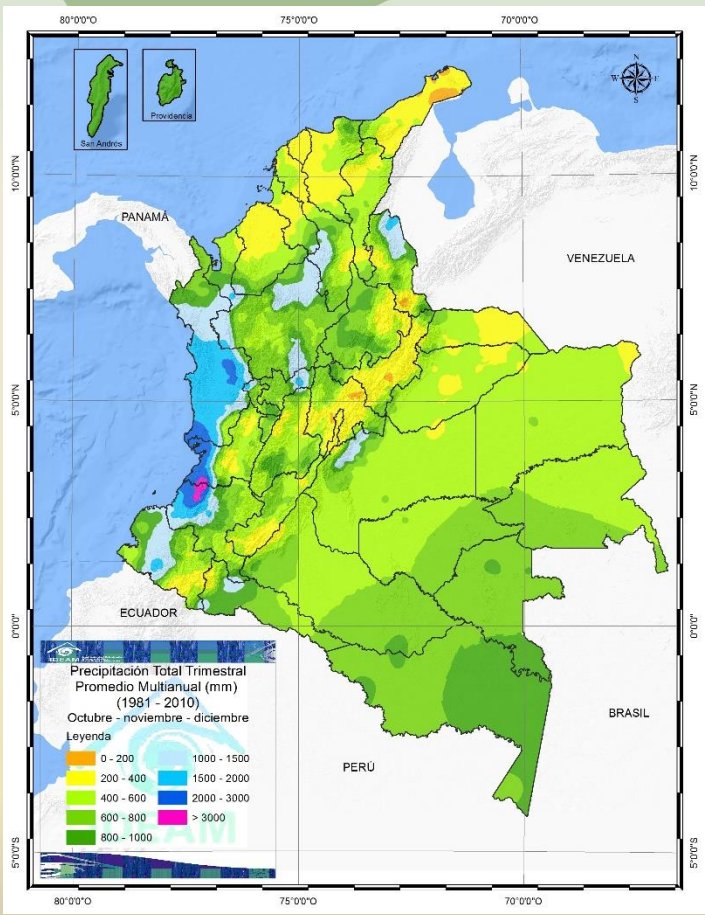


IRI

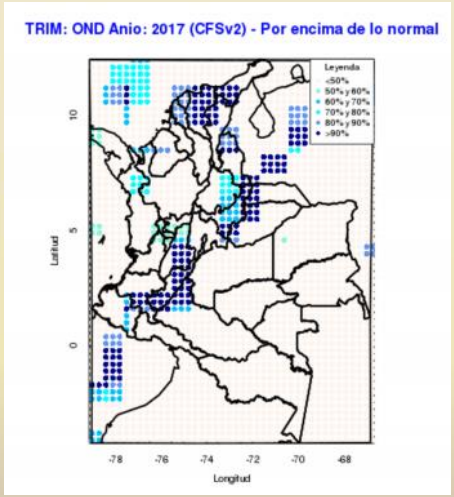


Precipitación Total

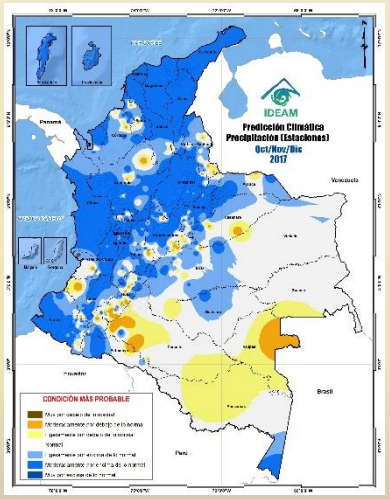
FENALCE



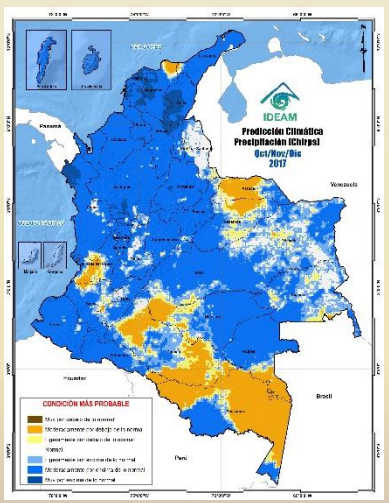
CFSv2



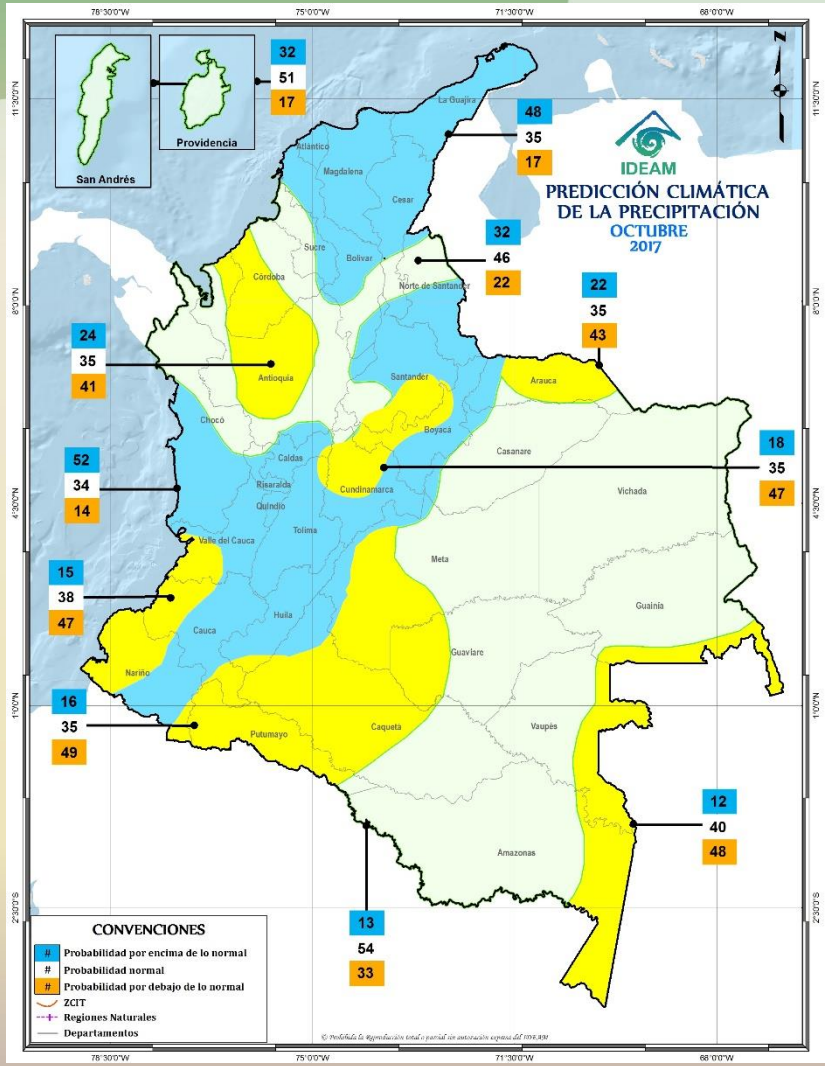
CPT - ESTACIONES



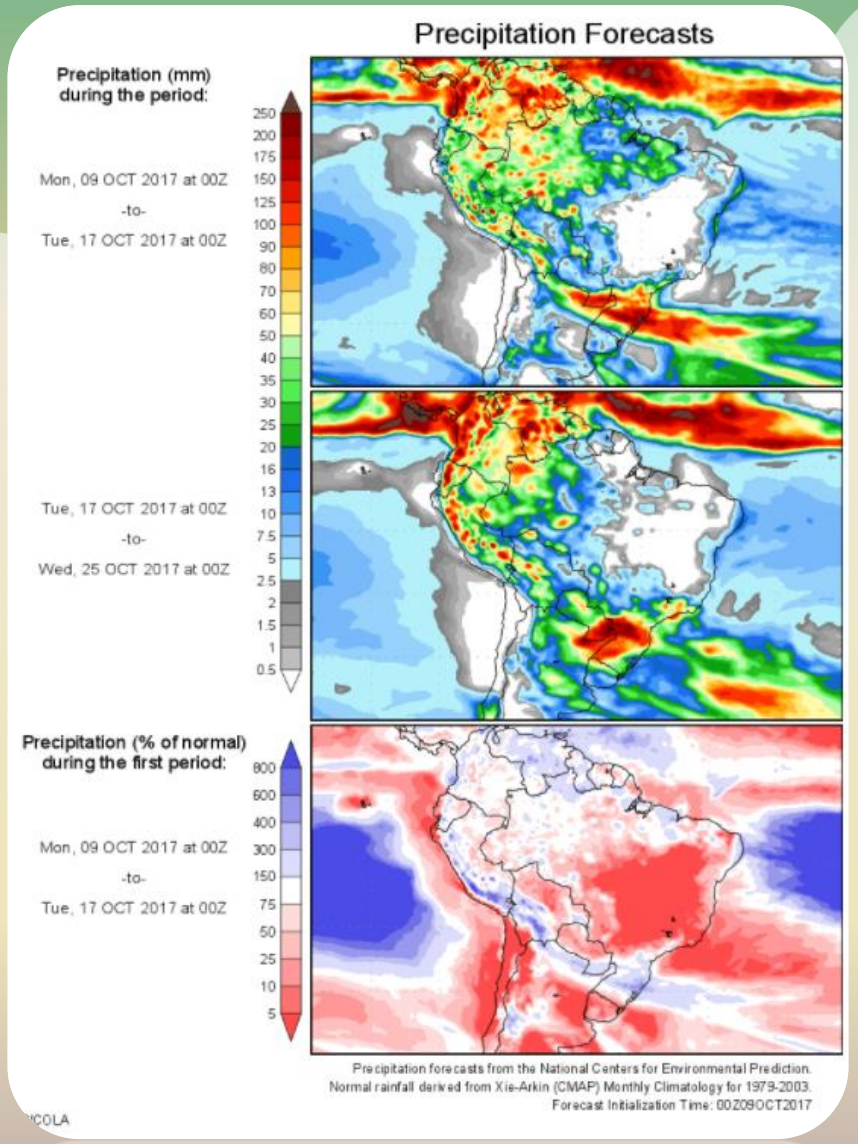
CPT - CHIRPS



OCTUBRE

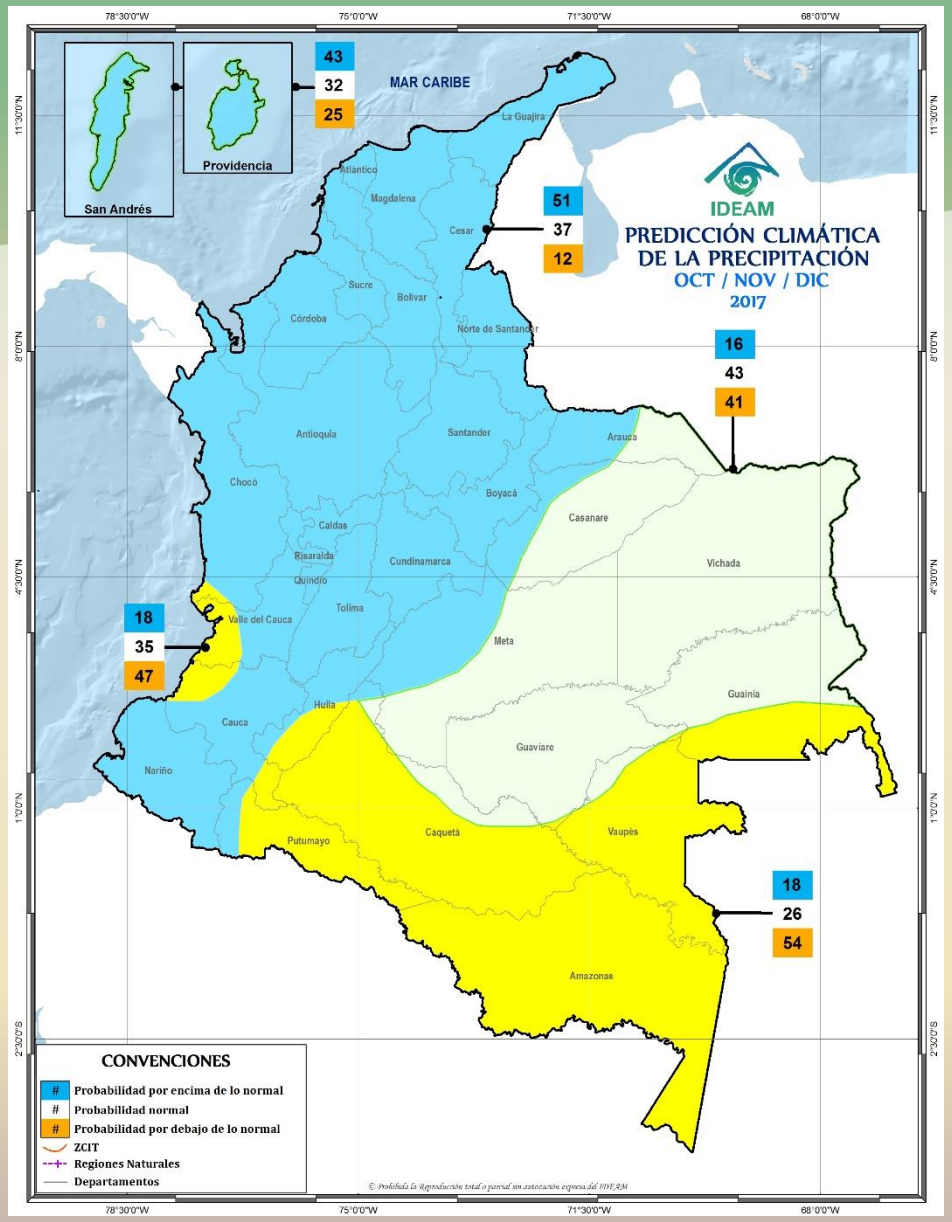


OCTUBRE (09-17 OCTUBRE)



PROPUESTA CONSENSO

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
MINAMBIENTE
TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN



PROPUESTA CONSENSO
Oct/Nov/Dic

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

CONSENSO

PRECIPITACIÓN

MENSUAL - TRIMESTRAL

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

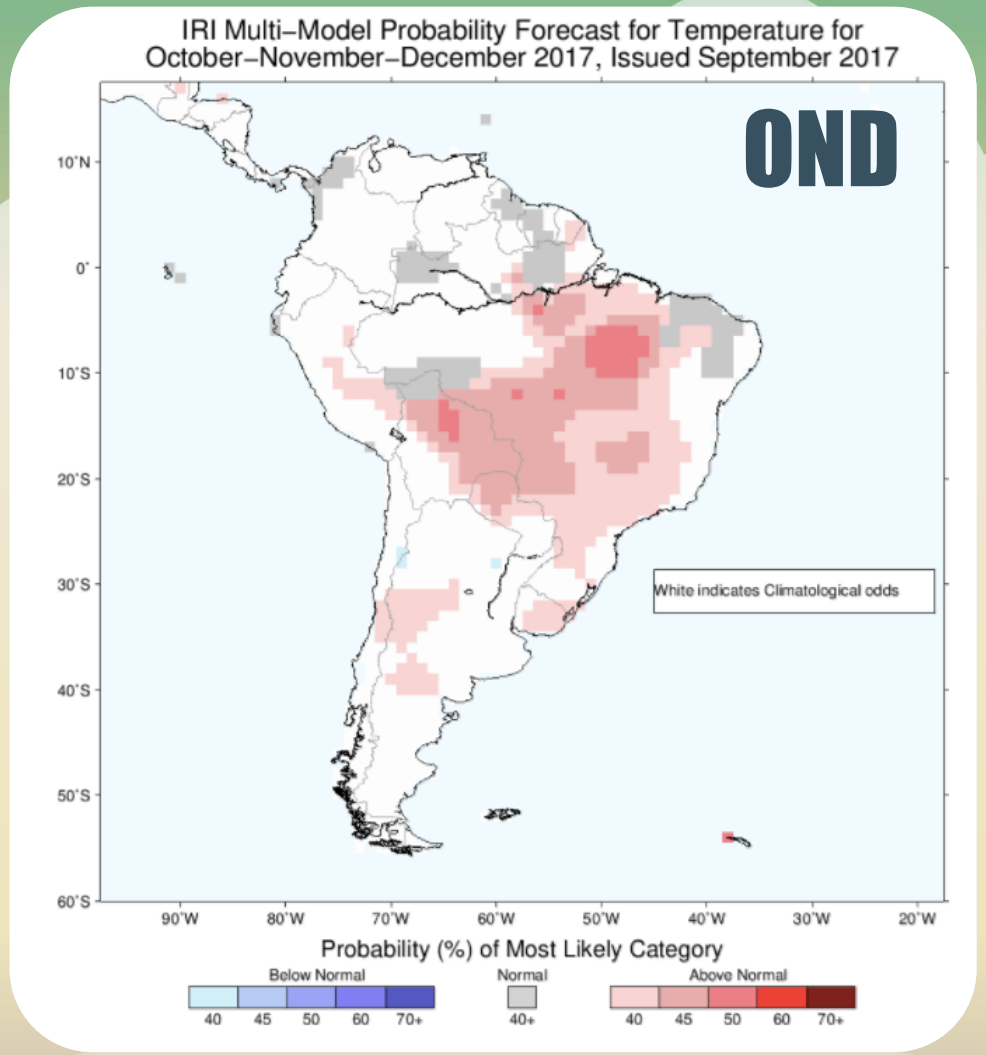
PROYECCIÓN TEMPERATURA
MODELOS NACIONALES E INTERNACIONALES

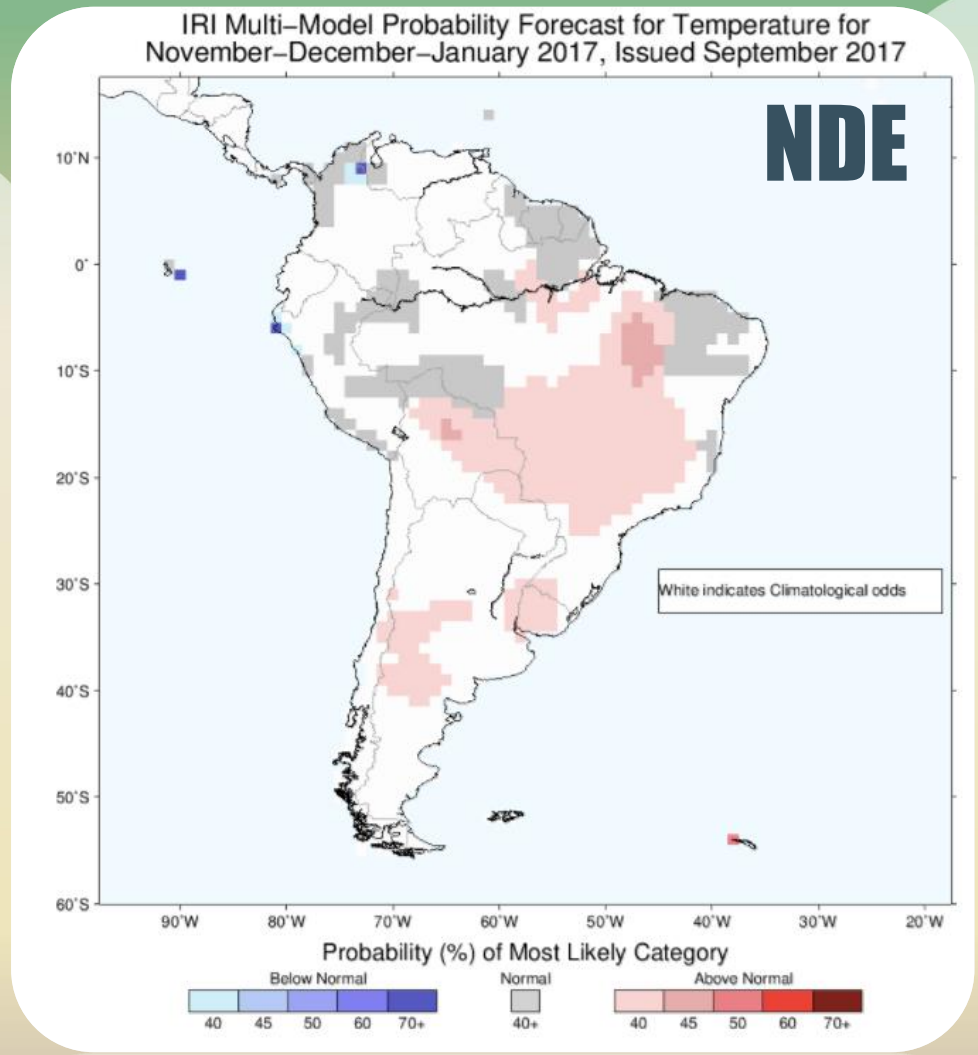
MENSUAL

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

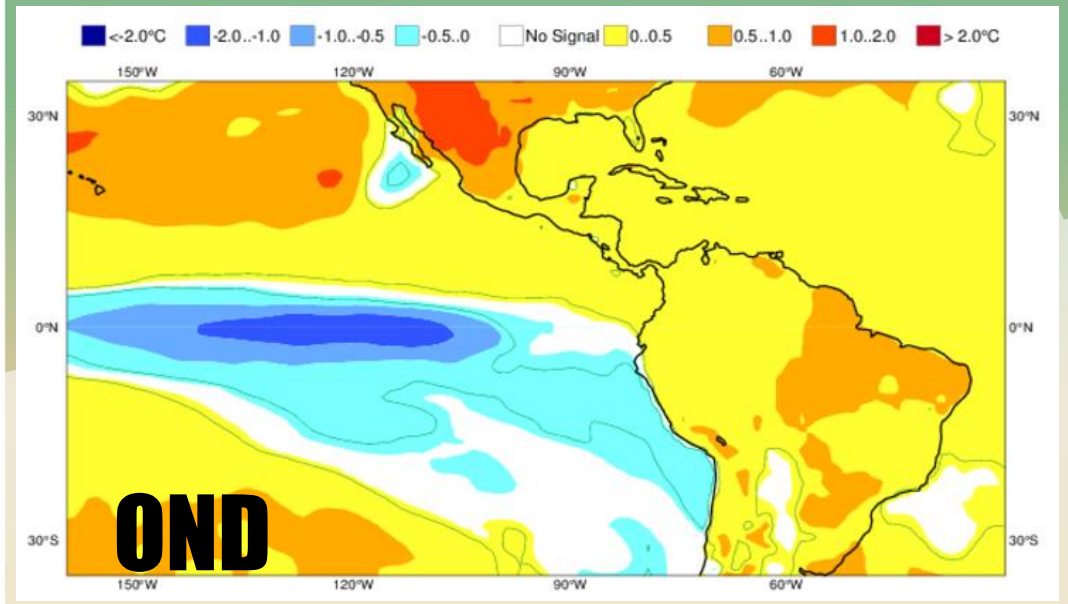
MINAMBIENTE

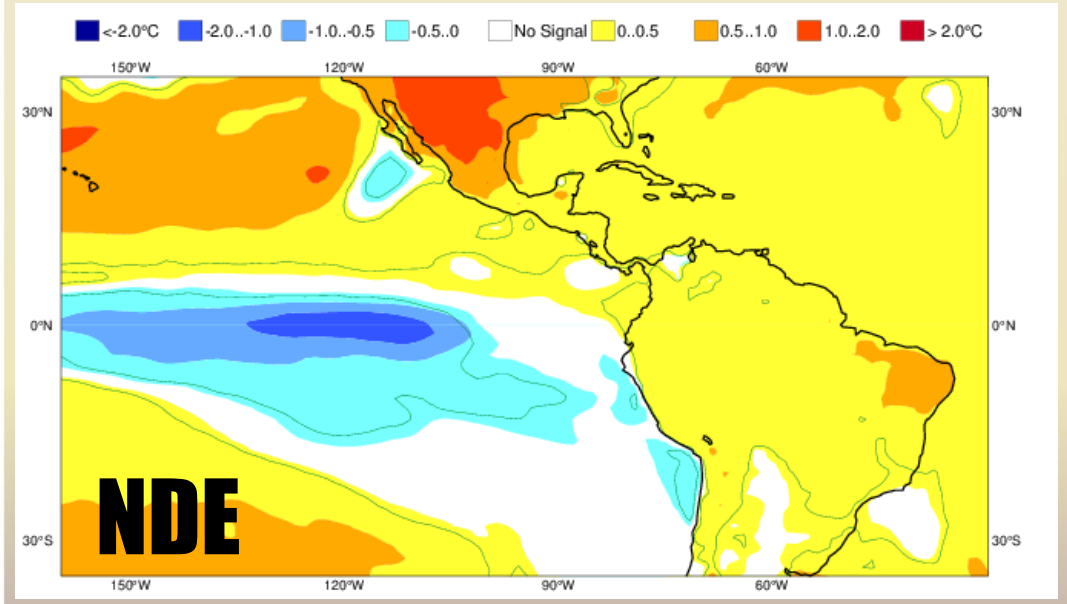
TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN





PREDICCIÓN IRI





Temperatura del Aire

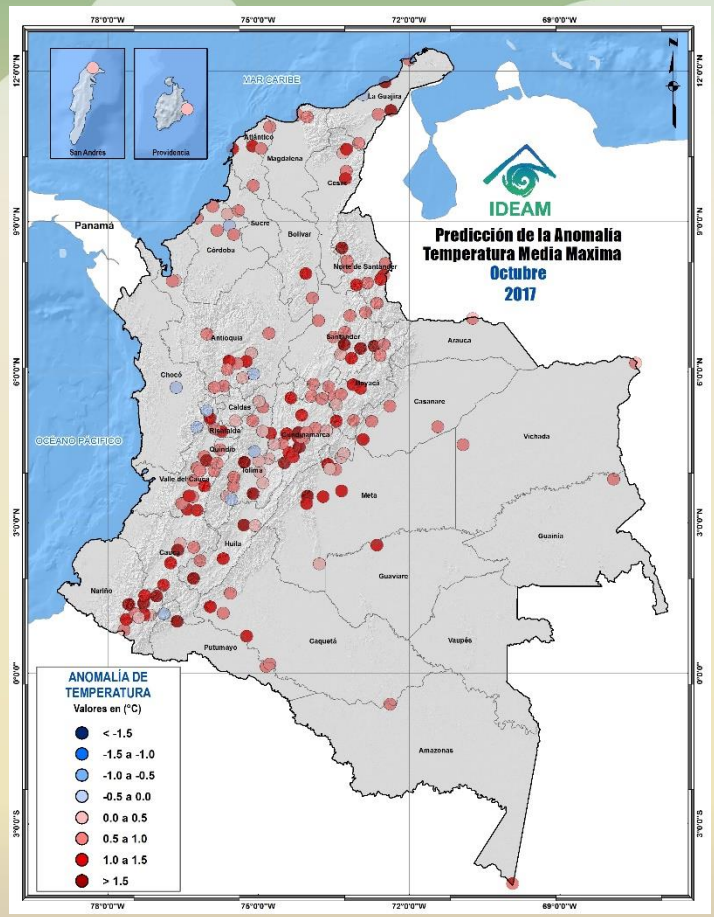
PREDICCIÓN CENTRO EUROPEO

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

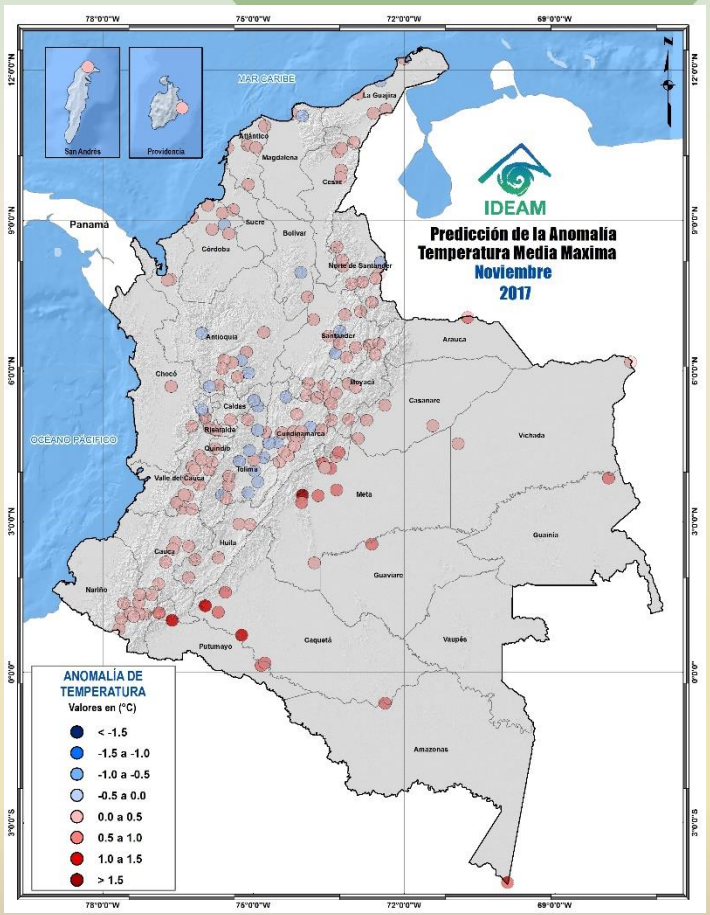
MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

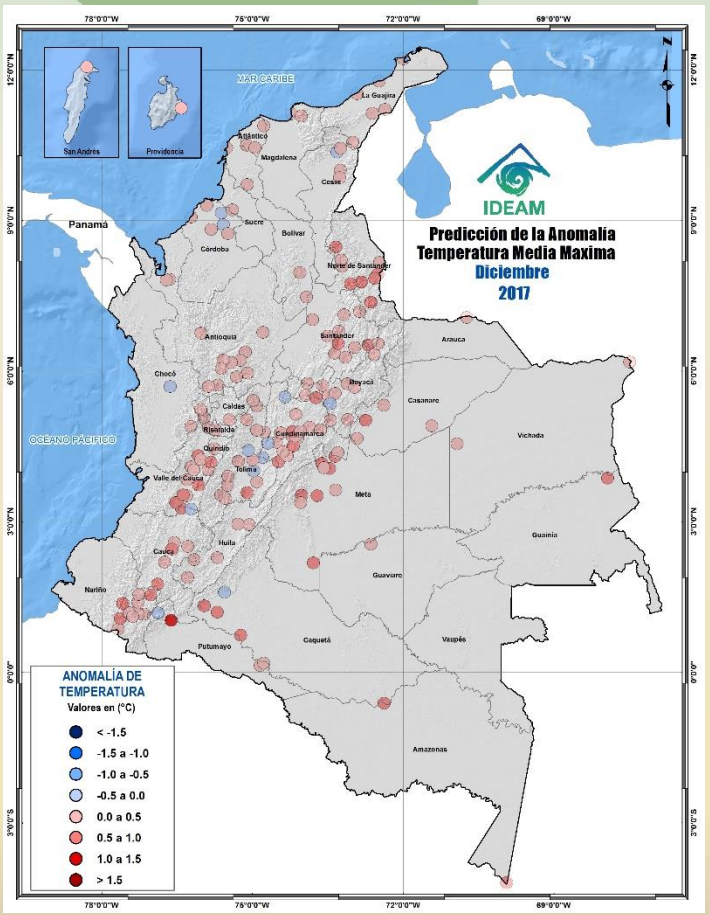
OCTUBRE



NOVIEMBRE



DICIEMBRE



PREDICCIÓN - CPT

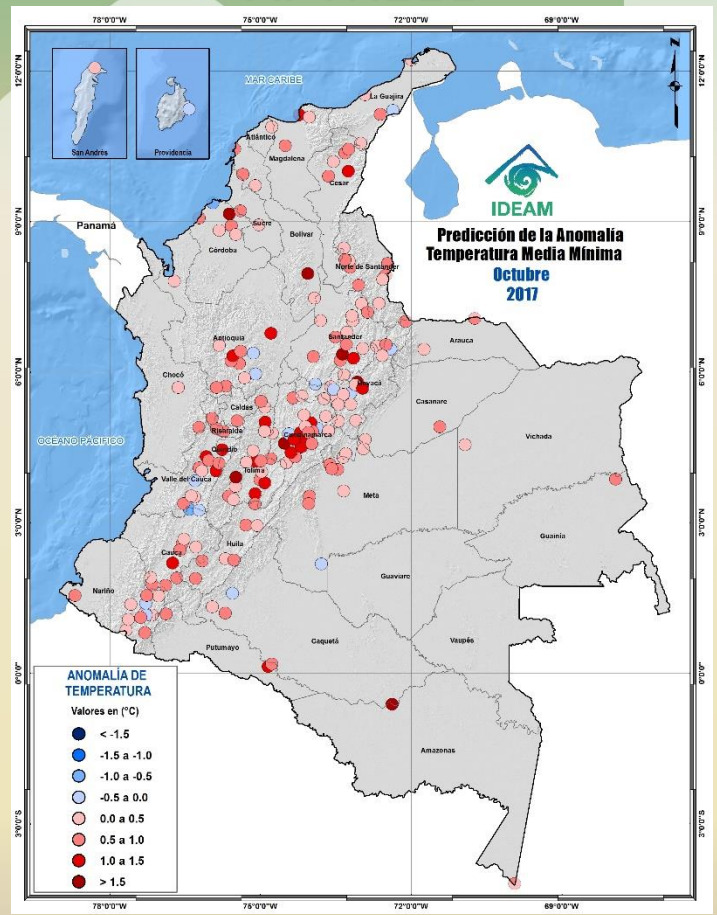
TEMPERATURA MEDIA MÁXIMA

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

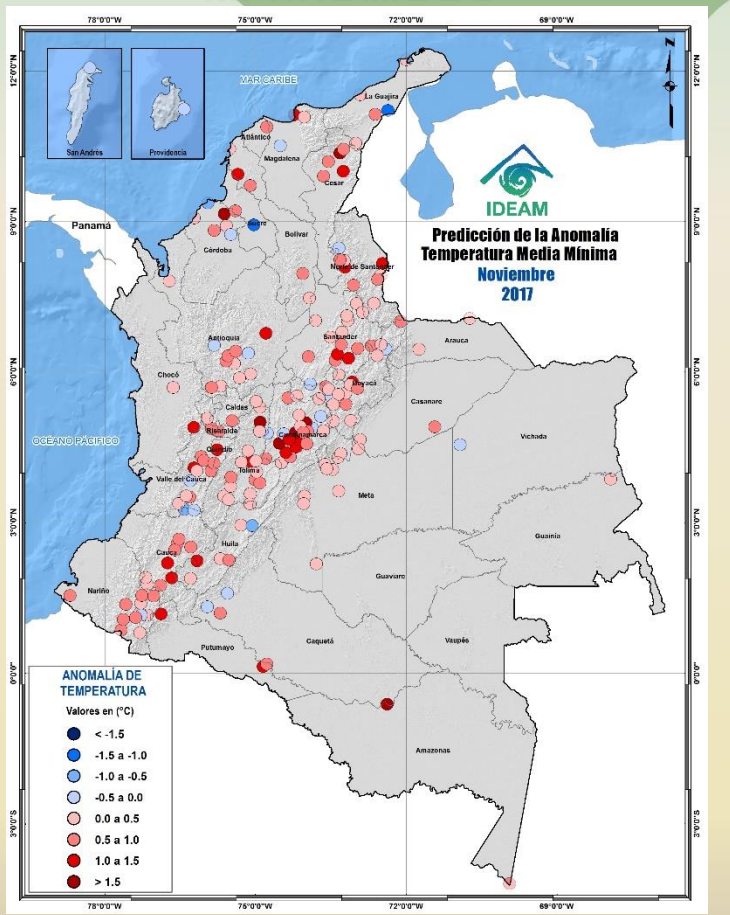
MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

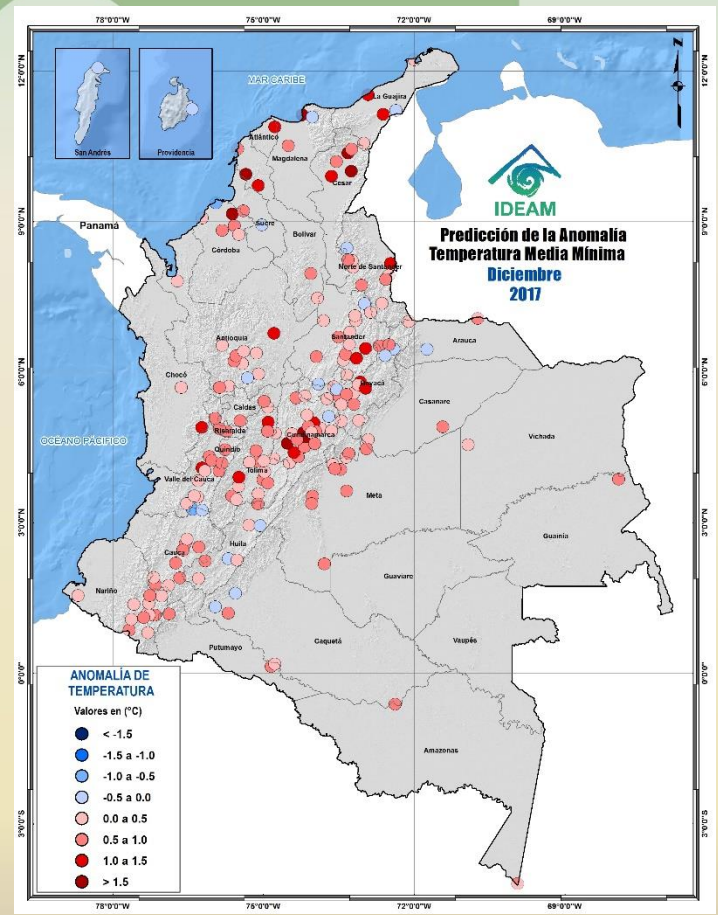
OCTUBRE



NOVIEMBRE



DICIEMBRE



PREDICCIÓN - CPT
TEMPERATURA MEDIA MÍNIMA

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

5. ALERTAS ACTUALES

HIDROLOGIA

MONITOREO DIARIO

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
MINAMBIENTE
TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

ALERTA ROJA. PARA TOMAR ACCIÓN Advierte al Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres sobre el peligro de un fenómeno y sus efectos adversos sobre la población. Se emite una alerta sólo cuando la identificación de un evento extraordinario indique la amenaza inminente y cuando la gravedad del fenómeno requiera atención prioritaria de los comités departamentales y locales.

ALERTA NARANJA. PARA PREPARARSE Indica la amenaza de un fenómeno. No implica riesgo inmediato por lo que es catalogado como un mensaje para informarse y prepararse. El aviso implica vigilancia continua ya que las condiciones son propicias para el desarrollo de un suceso natural.

ALERTA AMARILLA. PARA INFORMARSE Se emite cuando las condiciones hidrometeorológicas son favorables para la ocurrencia de un fenómeno natural y pueden aumentar el riesgo según los pronósticos. Por sus características, este nivel está encaminado a informar.

CONDICIONES NORMALES Indica que no existe ninguna clase de alerta para la región o zona mencionada.

NIVELES DE LOS RÍOS

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

REGIÓN CARIBE

- NIVELES ALTOS EN EL RÍO SINÚ (CUENCA BAJA).
- CRECIENTES SÚBITAS EN LA CUENCA DEL RÍO SAN JORGE.
- NIVELES ALTOS EN LA CUENCA BAJA DEL RÍO CAUCA ENTRE EL MUNICIPIO DE NECHÍ (ANTIOQUIA) Y ACHÍ (BOLÍVAR).

REGIÓN PACIFICO

- PROBABILIDAD CRECIENTES SÚBITAS EN LA CUENCA DEL RÍO SAN JUAN.

REGIÓN ANDINA

PROBABILIDAD DE CRECIENTES SÚBITAS EN LOS RÍOS DE MONTAÑA DEL DEPARTAMENTO DE ANTIOQUIA.
NIVELES ALTOS EN EL RIO MAGDALENA EN SU CUENCA MEDIA.

REGIÓN CARIBE

- PROBABILIDAD DE CRECIENTES SÚBITAS EN RÍOS, QUEBRADAS Y ARROYOS DE LA REGION CARIBE ESPECIALMENTE RÍOS, QUE DESCIENDEN DE LA SIERRA NEVADA DE SANTA MARTA.

REGIÓN ORINOQUIA

- PROBABILIDAD DE INCREMENTOS SÚBITOS EN RÍOS DEL PIEDEMONTE DE LOS DEPARTAMENTOS DEL META Y CASANARE.

REGIÓN CARIBE

- NIVELES ALTOS EN EL CANAL DEL DIQUE
- PROBABILIDAD DE INCREMENTOS SÚBITOS EN LOS RÍOS DEL URABÁ ANTIOQUEÑO.
- PROBABILIDAD DE CRECIENTES SÚBITAS EN LA CUENCA DEL RÍO ATRATO.

• REGIÓN ORINOQUIA

- PROBABILIDAD DE INCREMENTOS SÚBITOS EN LOS AFLUENTES DE LA CUENCA DEL RÍO ARAUCA.
- NIVELES ALTOS EN EL RÍO ORINOCO Y AFLUENTES

REGIÓN ANDINA

- PROBABILIDAD DE CRECIENTES SÚBITAS EN LOS RÍOS CARARE , SUÁREZ Y OPÓN.
- PROBABILIDAD DE CRECIENTES SÚBITAS EN LA CUENCA DEL RÍO LEBRIJA.
- PROBABILIDAD DE CRECIENTES SÚBITAS EN LOS RÍOS DE LA REGIÓN DEL CATATUMBO.

NIVELES DE LOS PRINCIPALES RIOS

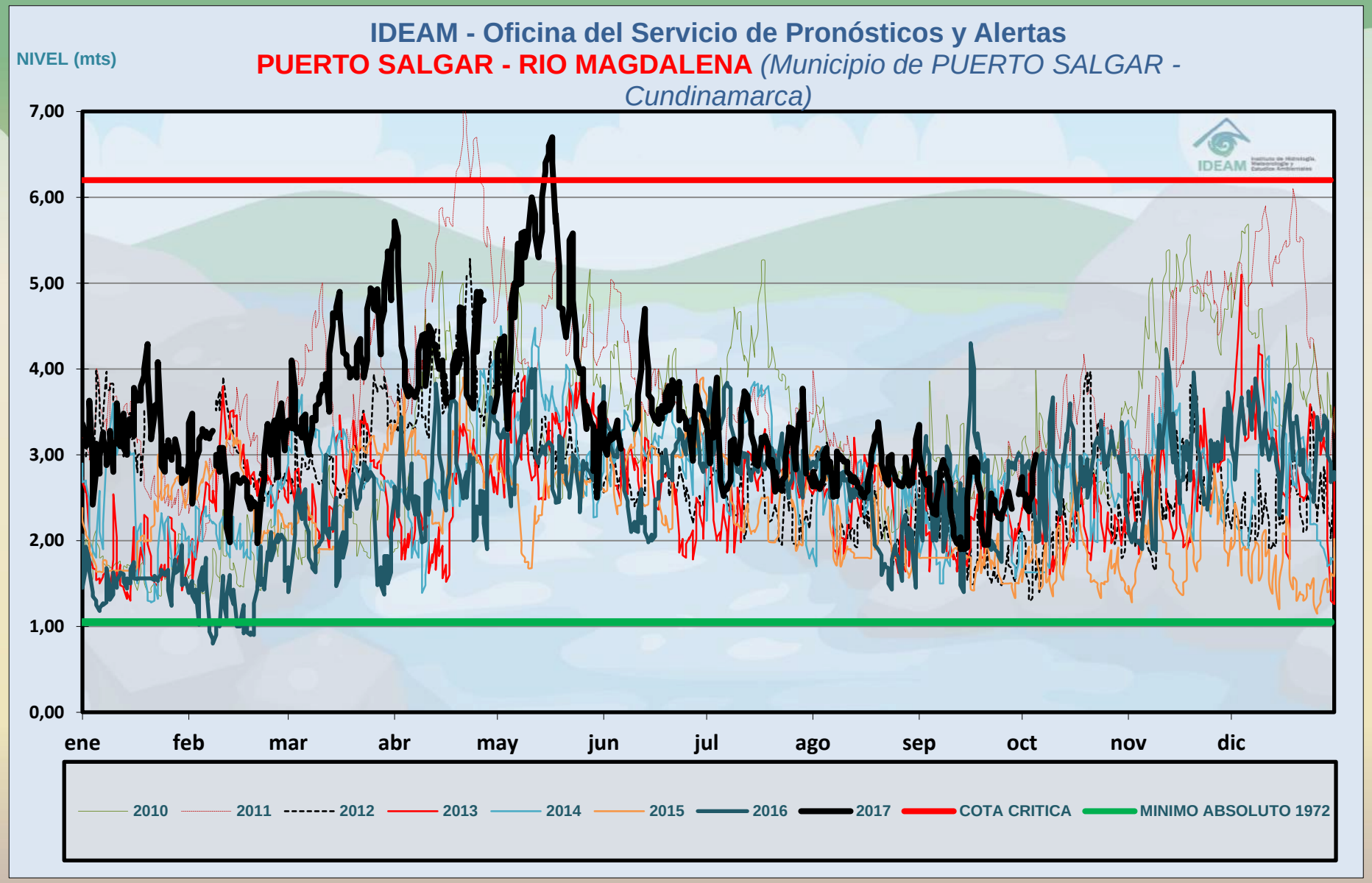
HIDROLOGIA

MONITOREO DIARIO

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

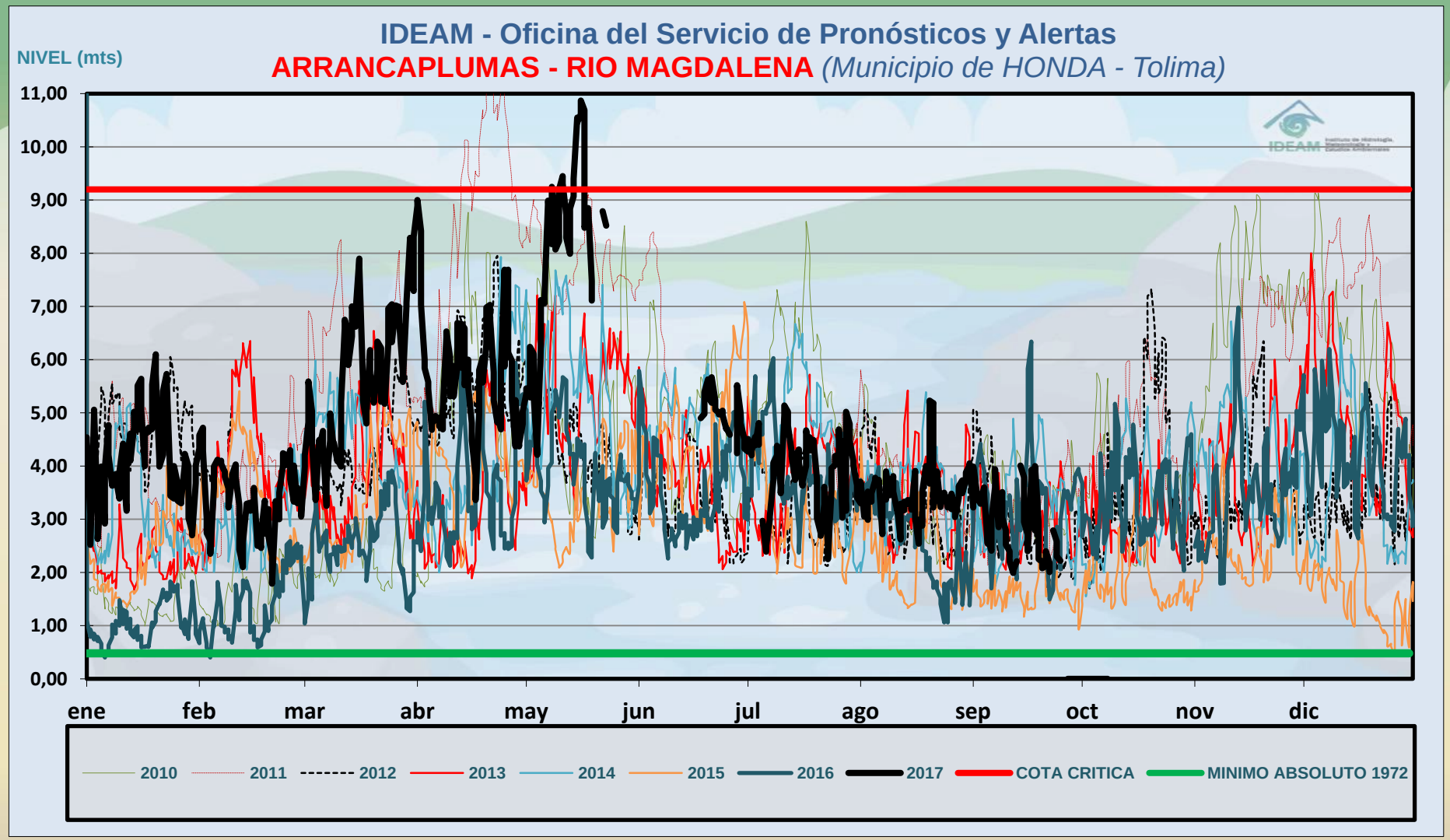
MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN


IDEAM - Oficina del Servicio de Pronósticos y Alertas
PUERTO SALGAR - RIO MAGDALENA (Municipio de PUERTO SALGAR - Cundinamarca)
NIVEL (mts)
7,00
6,00
5,00
4,00
3,00
2,00
1,00
0,00
ene
feb
mar
abr
may
jun
jul
ago
sep
oct
nov
dic
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
COTA CRITICA
MINIMO ABSOLUTO 1972

IDEAM - Oficina del Servicio de Pronósticos y Alertas

ARRANCAPLUMAS - RIO MAGDALENA *(Municipio de HONDA - Tolima)*



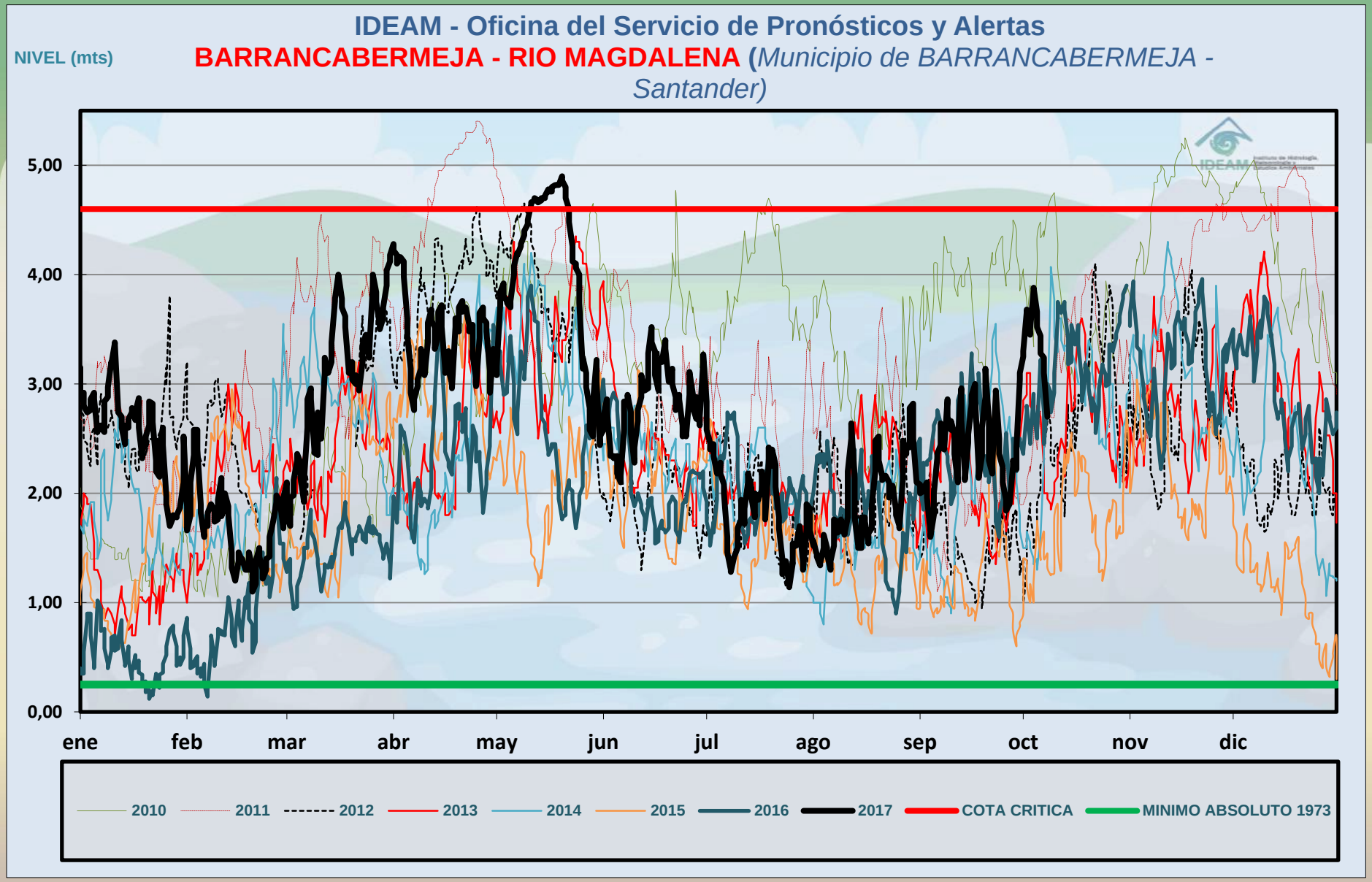
IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

IDEAM - Oficina del Servicio de Pronósticos y Alertas

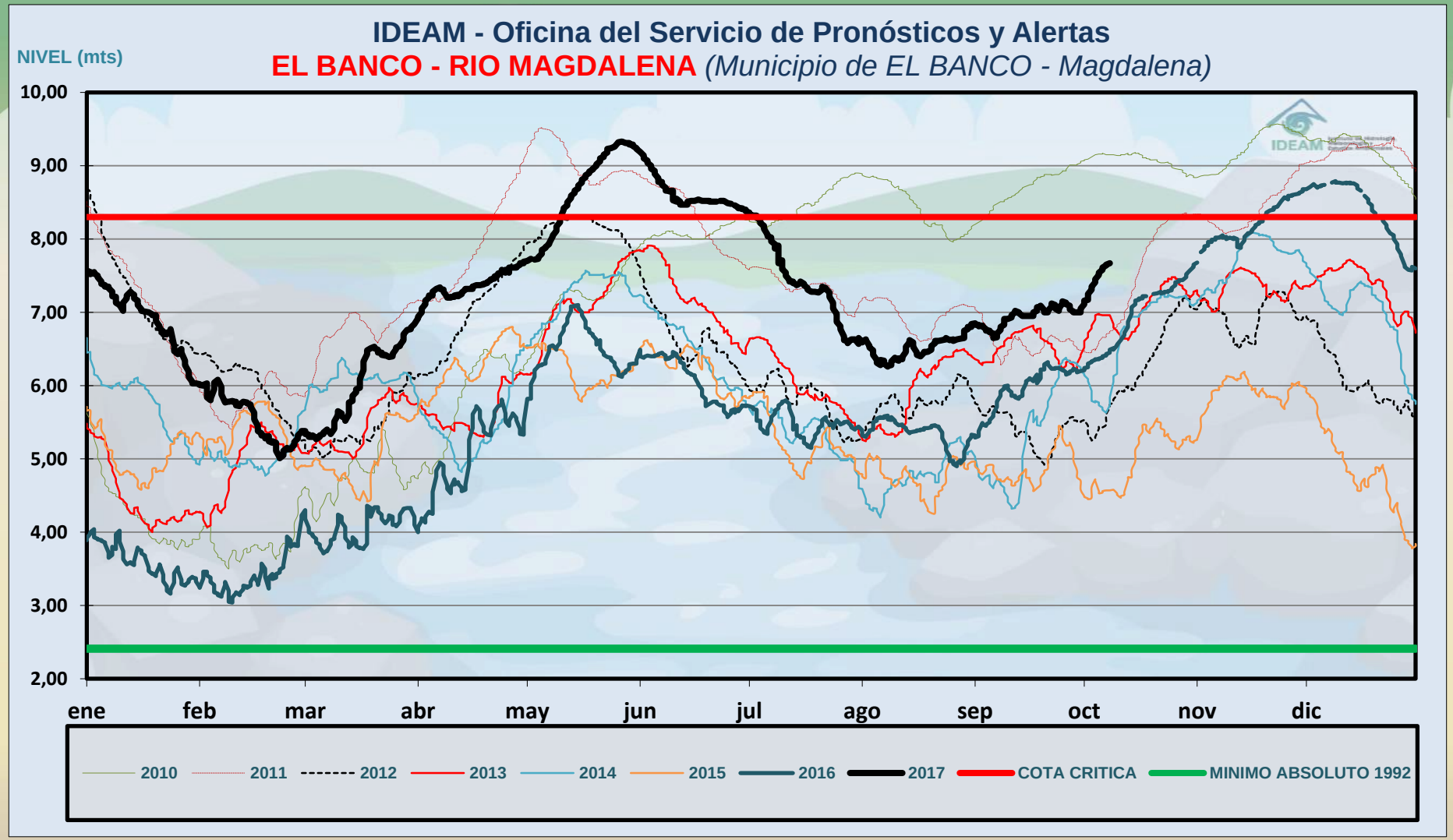
BARRANCABERMEJA - RIO MAGDALENA (*Municipio de BARRANCABERMEJA - Santander)*



IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

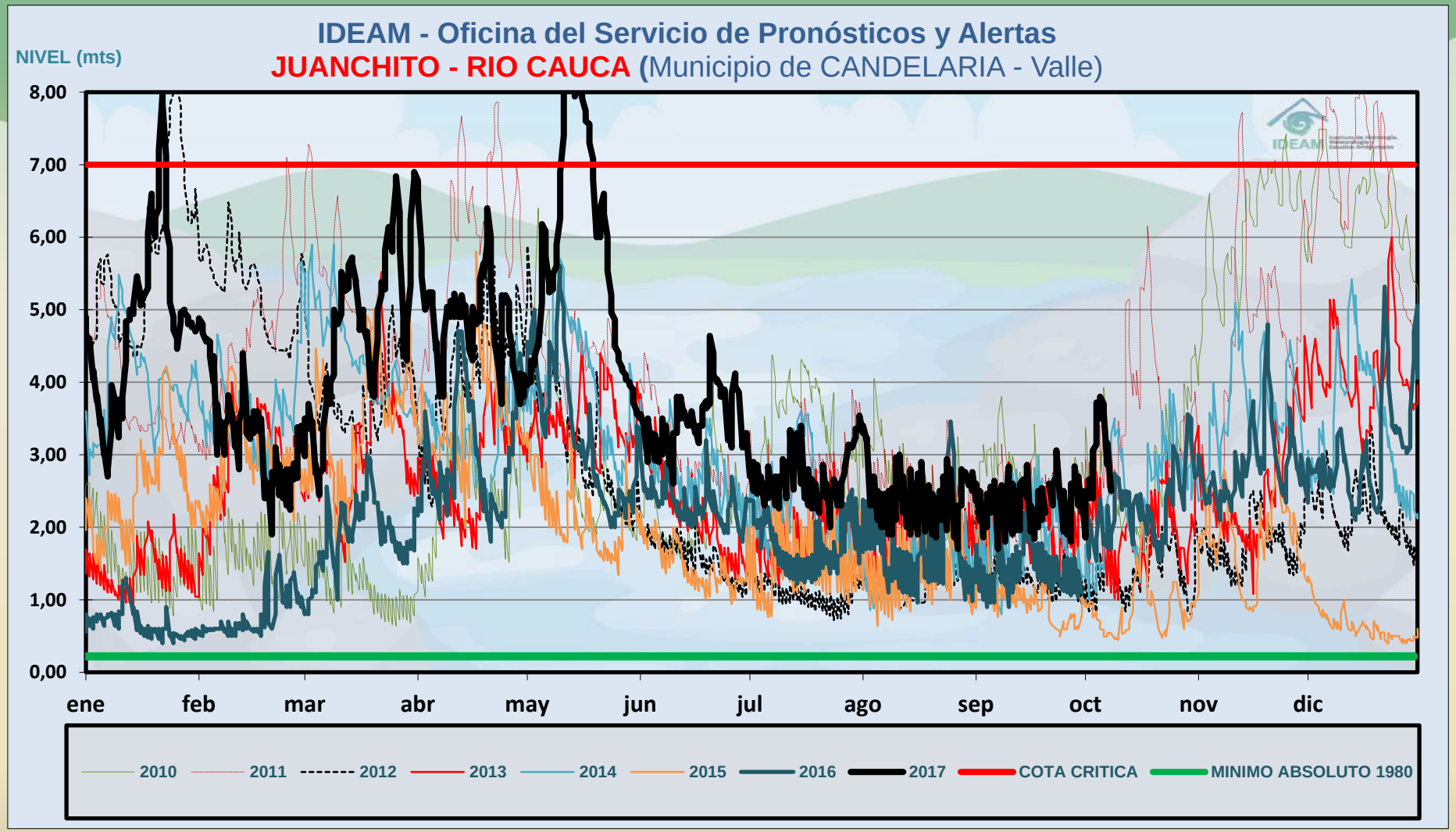
TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN



IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

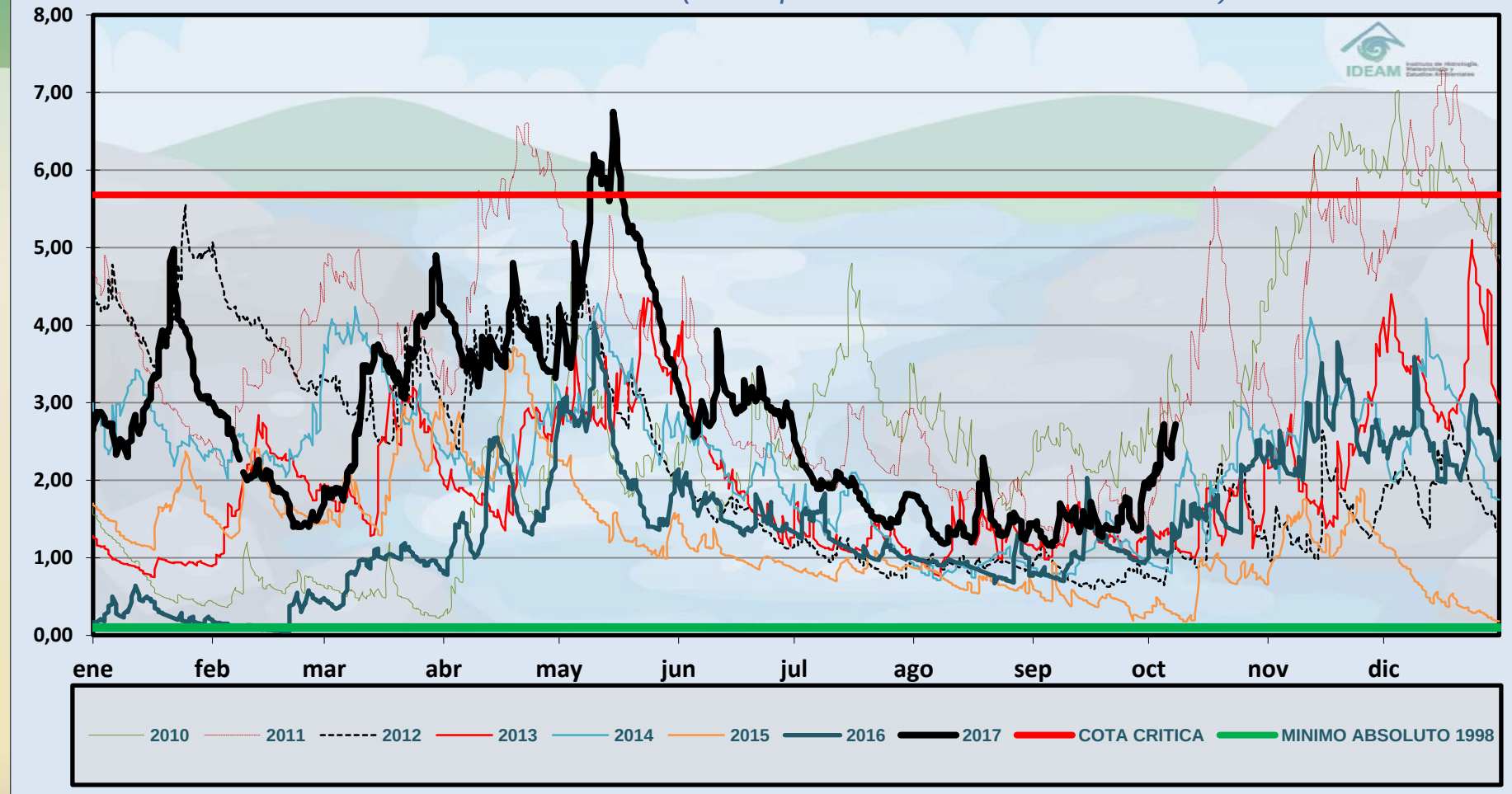
MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN


IDEAM - Oficina del Servicio de Pronósticos y Alertas
JUANCHITO - RIO CAUCA (Municipio de CANDELARIA - Valle)
NIVEL (mts)
8,00
7,00
6,00
5,00
4,00
3,00
2,00
1,00
0,00
ene
feb
mar
abr
may
jun
jul
ago
sep
oct
nov
dic
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
COTA CRITICA
MINIMO ABSOLUTO 1980

IDEAM - Oficina del Servicio de Pronósticos y Alertas

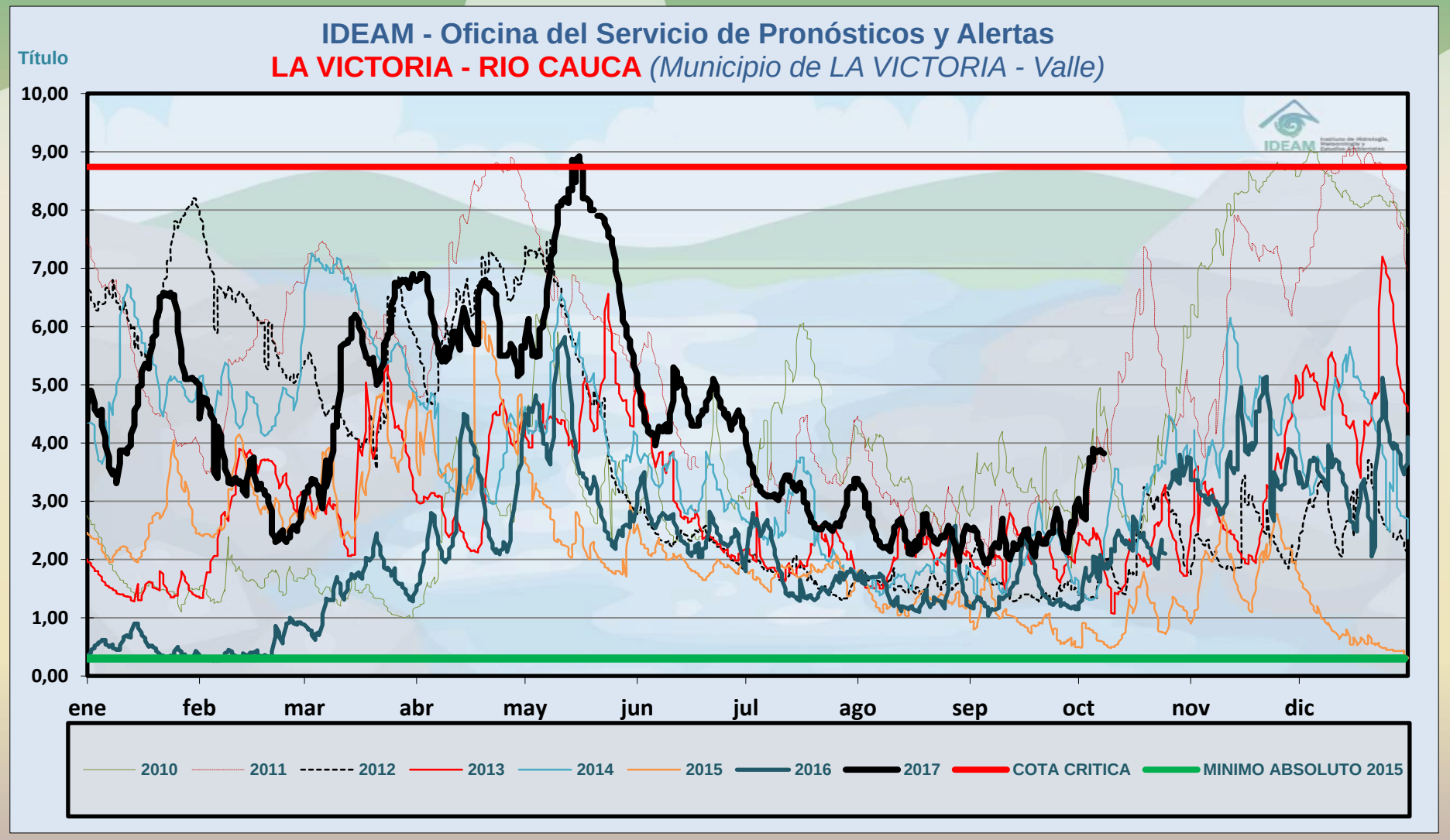
LA VIRGINIA - RIO CAUCA *(Municipio de LA VIRGINIA -- Risaralda)*



IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

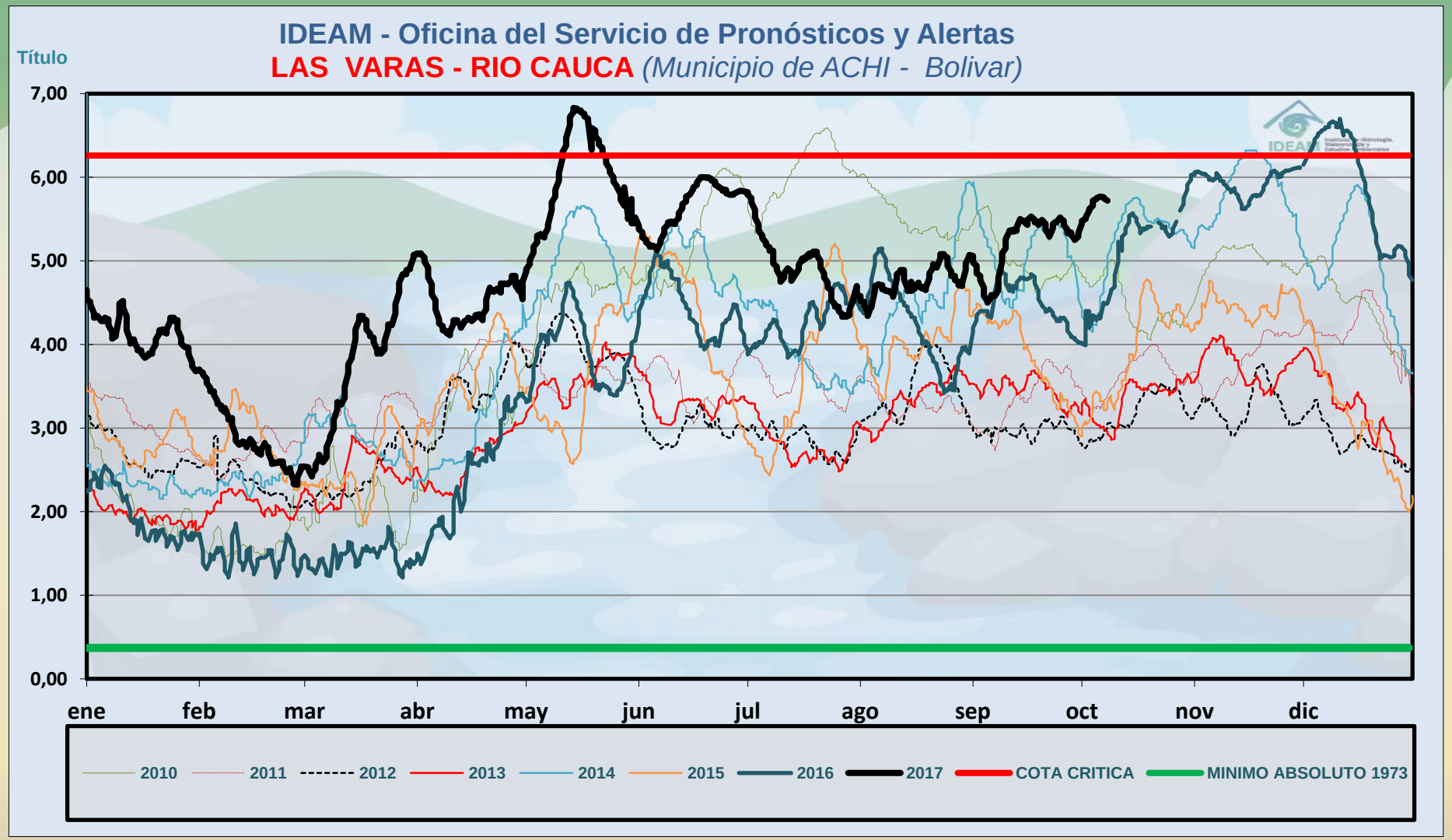
TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

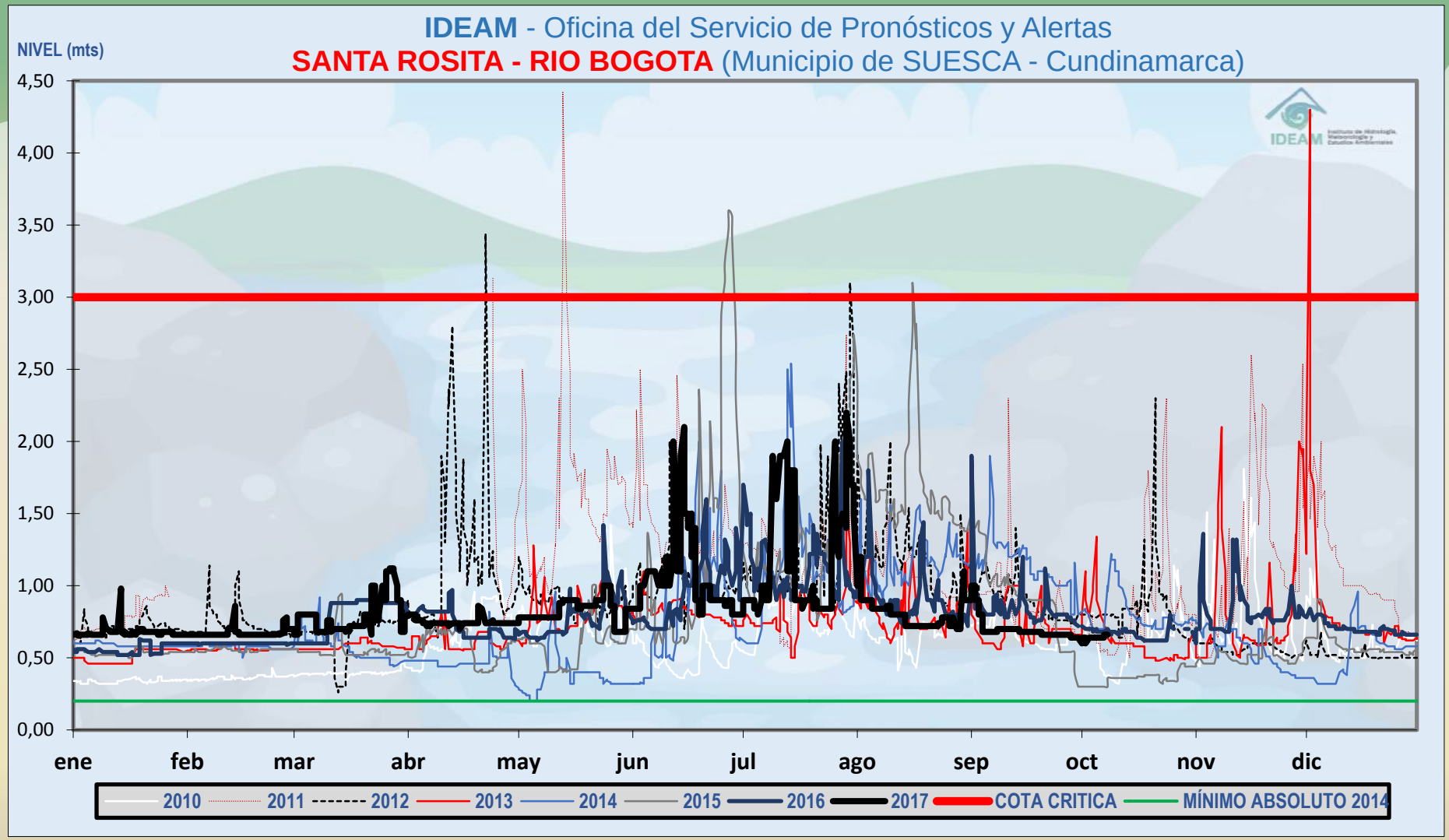


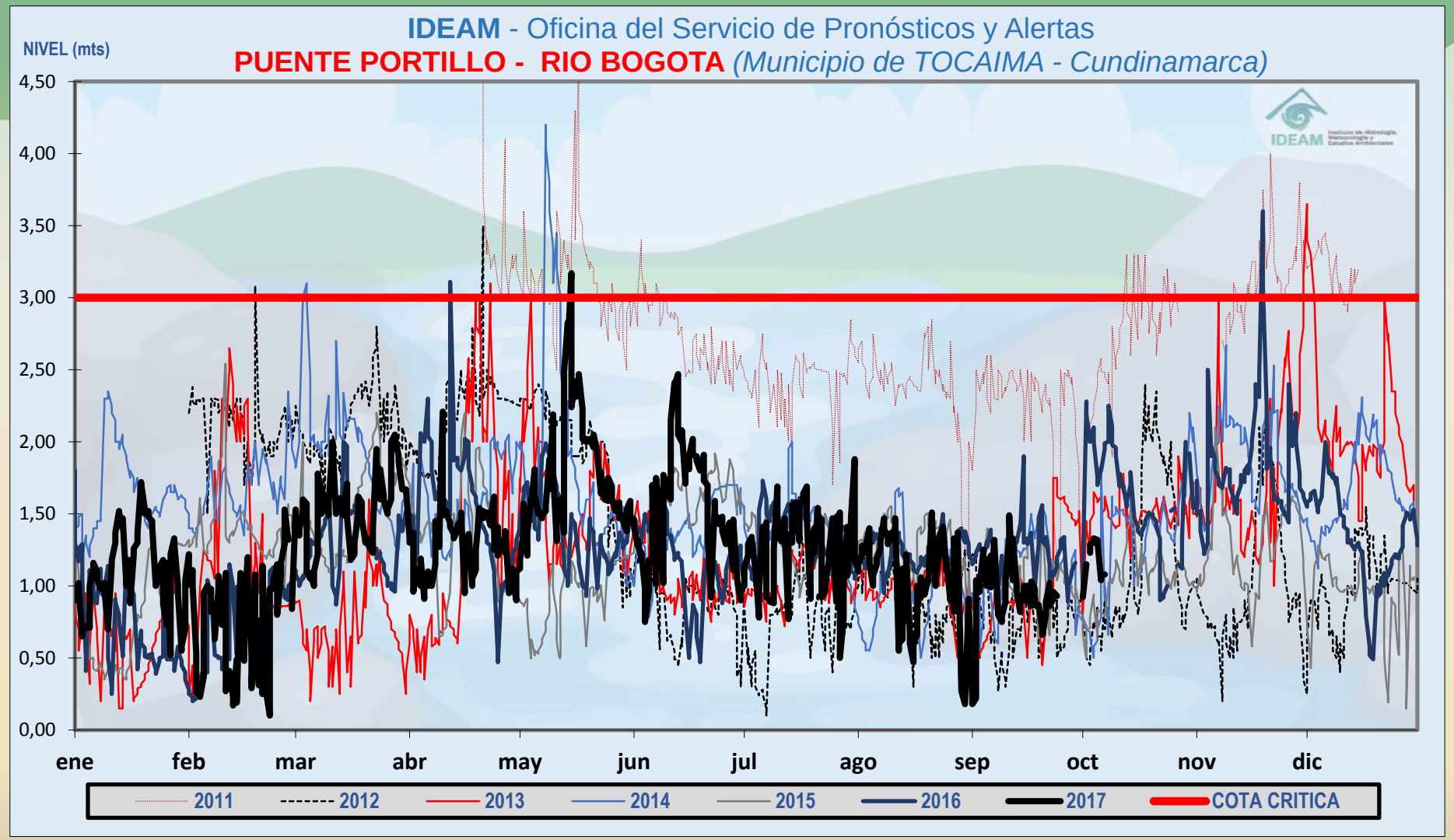
IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

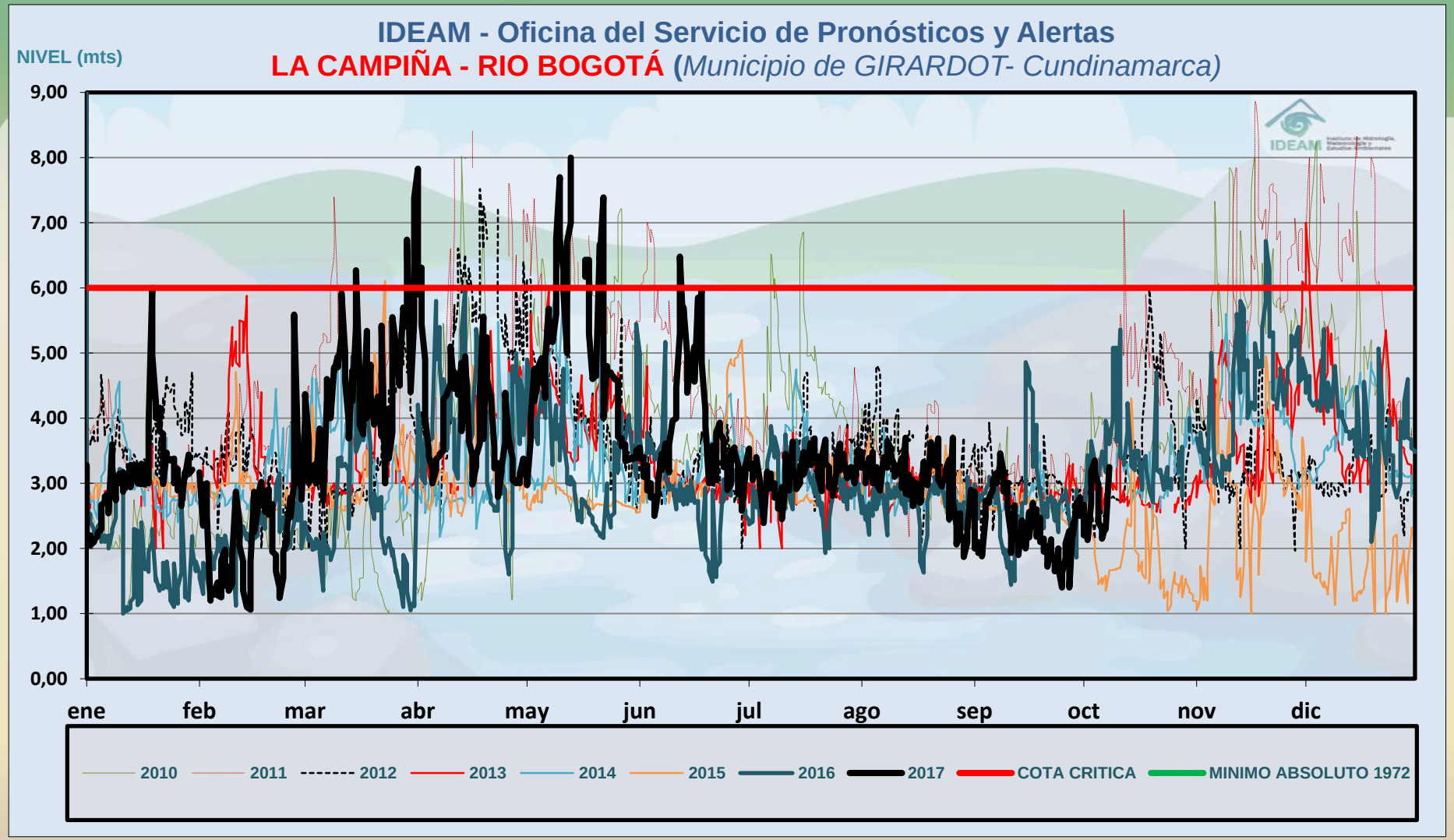

IDEAM - Oficina del Servicio de Pronósticos y Alertas
LAS VARAS - RIO CAUCA (Municipio de ACHI - Bolivar)
Título
7,00
6,00
5,00
4,00
3,00
2,00
1,00
0,00
ene
feb
mar
abr
may
jun
jul
ago
sep
oct
nov
dic
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
COTA CRITICA
MINIMO ABSOLUTO 1973


IDEAM - Oficina del Servicio de Pronósticos y Alertas
SANTA ROSITA - RIO BOGOTA (Municipio de SUESCA - Cundinamarca)
NIVEL (mts)
4,50
4,00
3,50
3,00
2,50
2,00
1,50
1,00
0,50
0,00
ene
feb
mar
abr
may
jun
jul
ago
sep
oct
nov
dic
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
COTA CRITICA
MÍNIMO ABSOLUTO 2014


IDEAM - Oficina del Servicio de Pronósticos y Alertas
PUENTE PORTILLO - RIO BOGOTA (Municipio de TOCAIMA - Cundinamarca)
NIVEL (mts)
4,50
4,00
3,50
3,00
2,50
2,00
1,50
1,00
0,50
0,00
ene
feb
mar
abr
may
jun
jul
ago
sep
oct
nov
dic
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
COTA CRITICA

IDEAM - Oficina del Servicio de Pronósticos y Alertas

LA CAMPIÑA - RIO BOGOTÁ (*Municipio de GIRARDOT- Cundinamarca)*



IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

6. CONCLUSIONES

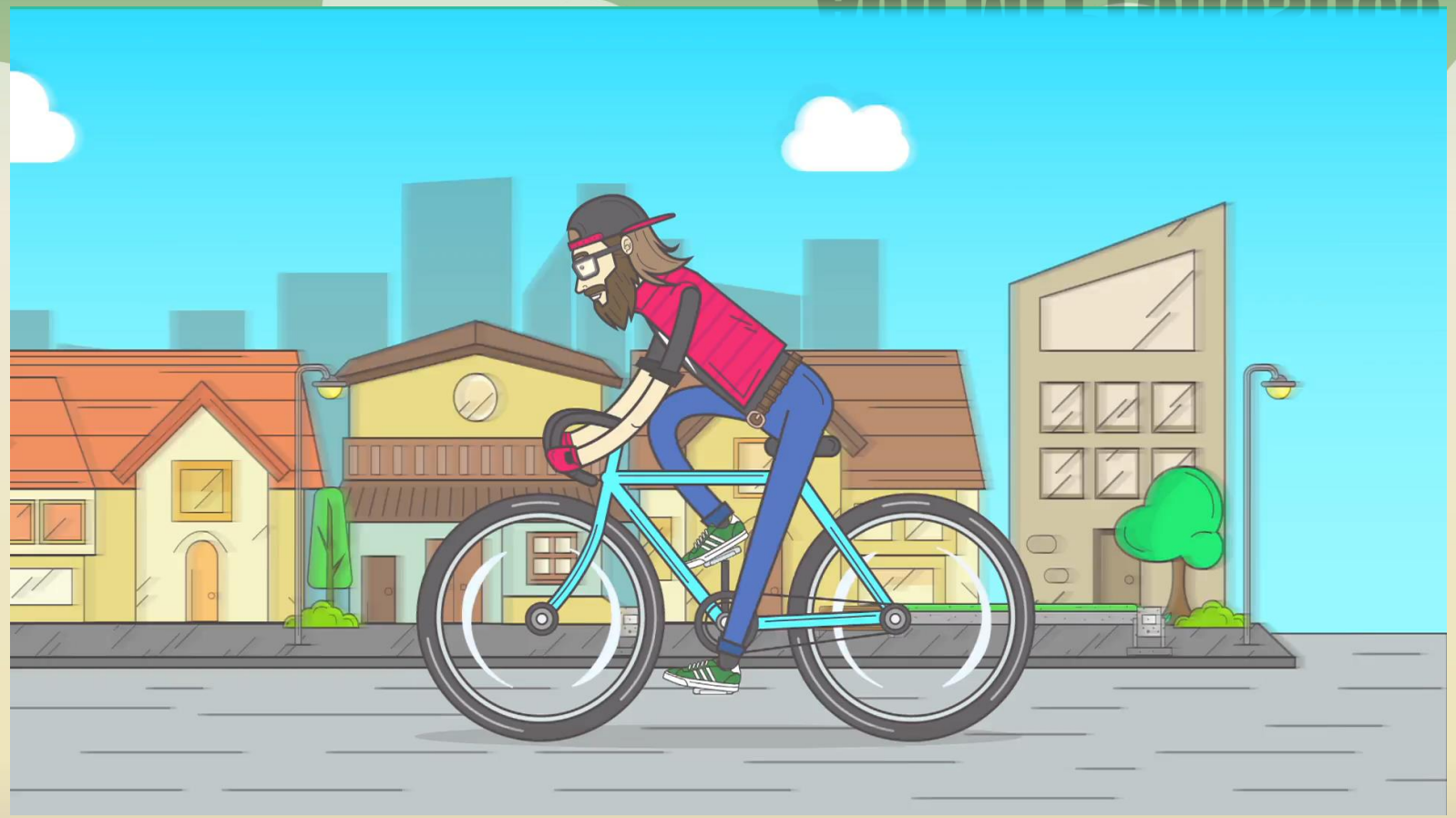
1. La cuenca del océano Pacifico registra condiciones de neutralidad, a la fecha. Las proyecciones en el mediano plazo estiman continuidad en condiciones neutras para los próximos meses.

2. Los niveles de los principales ríos del país se encuentran en valores medios; sin embargo, ha habido algunas afectaciones en incrementos de niveles, pero asociados con precipitaciones intensas, en la escala de Tiempo Meteorológico, en zonas de alta pendiente.

3. Las precipitaciones se estiman en algunas regiones del país, con mayores volúmenes de lluvia a los registrados en el pasado mes de noviembre.

4. La temperatura del aire se estima con un comportamiento entre ligeramente por encima y normal en el trimestre.

App Mi Pronóstico



IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

VISITA NUESTRAS
REDES SOCIALES

ideam.instituto

@IDEAMColombia

InstitutoIDEAM

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

GRACIAS POR SU ATENCIÓN

www.ideam.gov.co

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MINAMBIENTE

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

3. PRESENTACIÓN XM

Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

una empresa ISA

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS

INFORME DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

12 de Octubre 2017

Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

una empresa ISA

TEMARIO

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

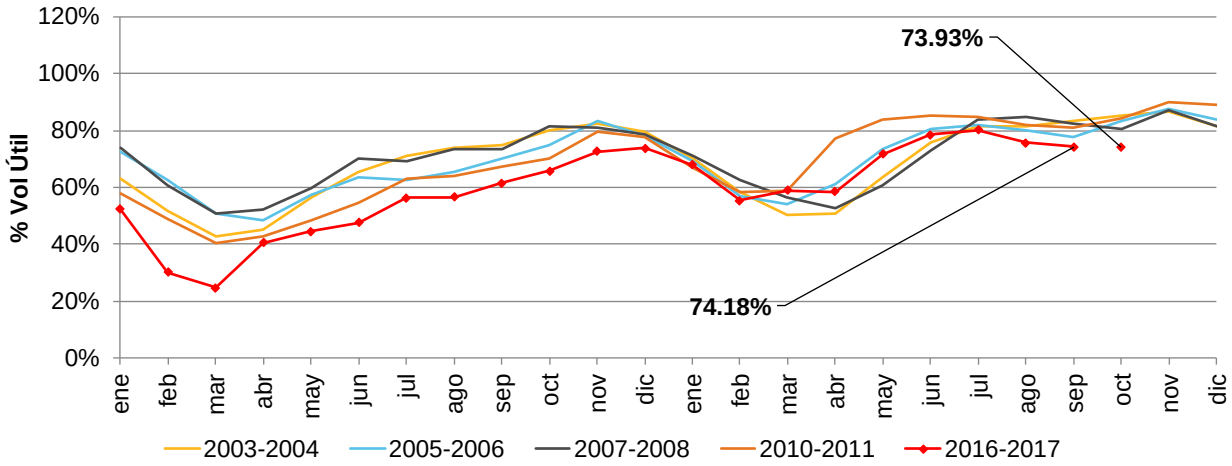
Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Evolución de variables del SIN

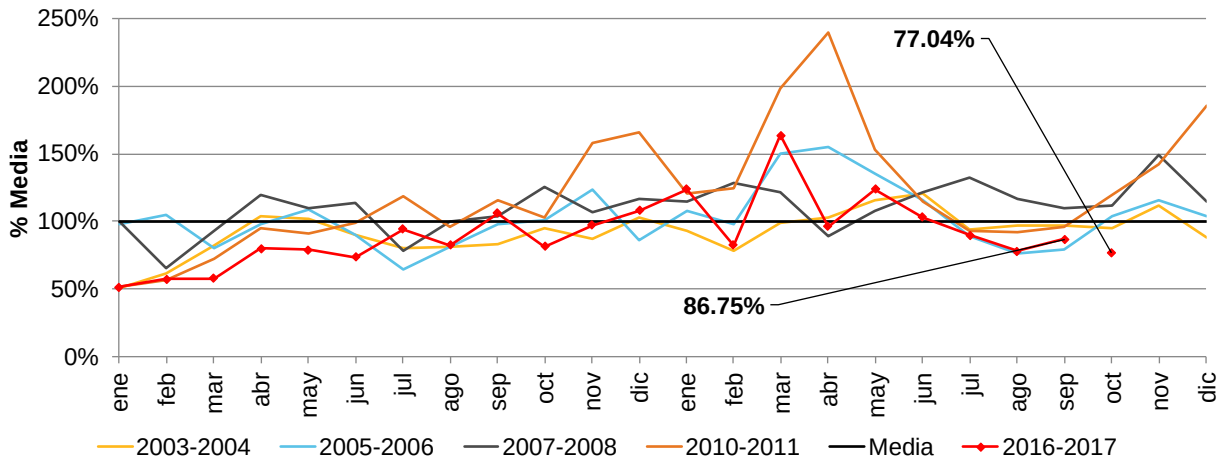
Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Hidrología del SIN

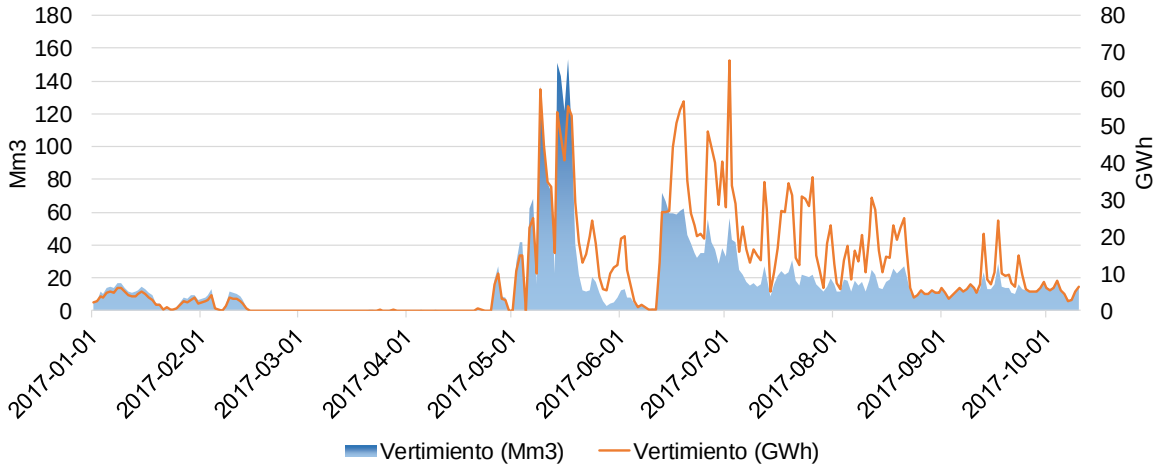
Reservas hídricas



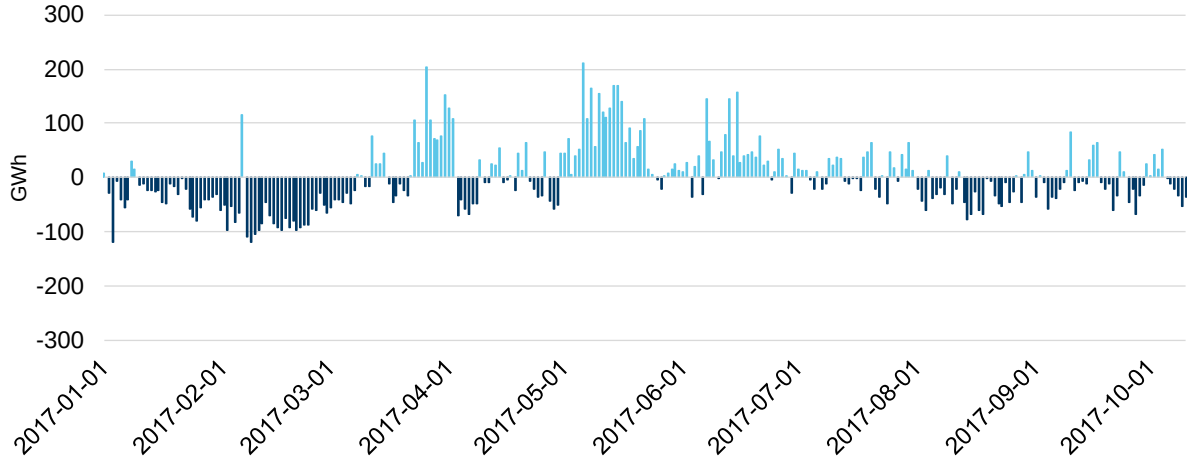
Aportes hídricos



Vertimientos



Tasa de embalsamiento



Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Información actualizada el: 2017-10-11

Año finalización El Niño y siguiente

una empresa ISA

Hidrología por regiones

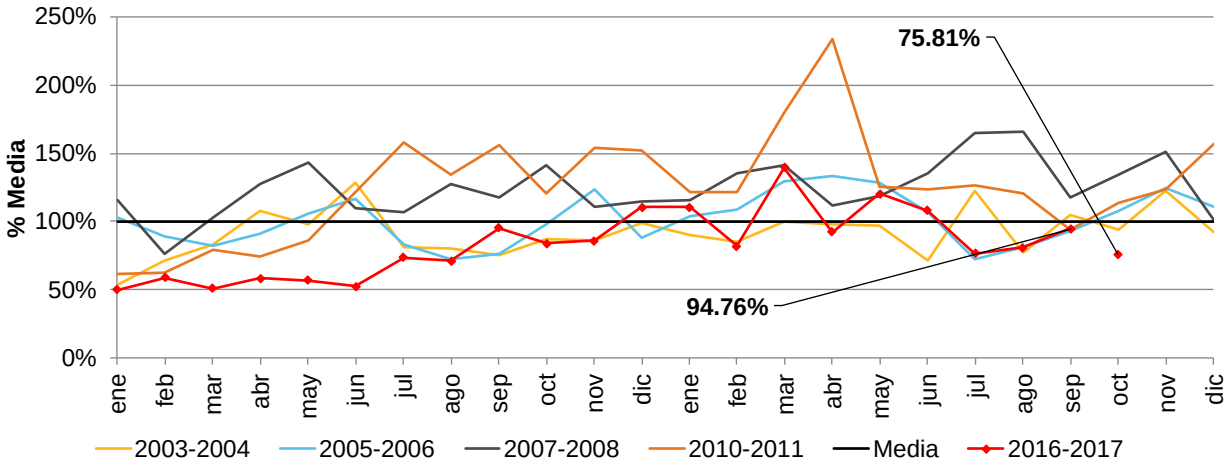
Fecha	Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Volumen útil diario (%)	Tasa de embalsamiento promedio móvil últimos 30 días (GWh-día)	Vertimiento acumulado últimos 30 días (GWh)	Media histórica de aportes (GWh-día)	Promedio diario acumulado de aportes (GWh-día)	Promedio diario acumulado de aportes (%)	Diferencia del promedio diario acumulado respecto a la media histórica (%)
2017-10-10	Colombia	17,179.99	12,701.00	73.9%	-37.12	6.58	213.80	164.71	77.0%	-23.0%
2017-10-10	Antioquia	6,251.05	5,483.48	87.7%	-18.77	6.58	103.95	78.80	75.8%	-24.2%
2017-10-10	Centro	6,109.44	3,034.54	49.7%	9.58	0.00	48.22	37.97	78.7%	-21.3%
2017-10-10	Oriente	4,225.85	3,819.31	90.4%	-19.86	0.00	32.35	22.09	68.3%	-31.7%
2017-10-10	Valle	440.65	232.38	52.7%	-4.96	0.00	9.91	8.25	83.2%	-16.8%
2017-10-10	Caribe	153.01	131.29	85.8%	-3.11	0.00	4.78	6.29	131.6%	31.6%

Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

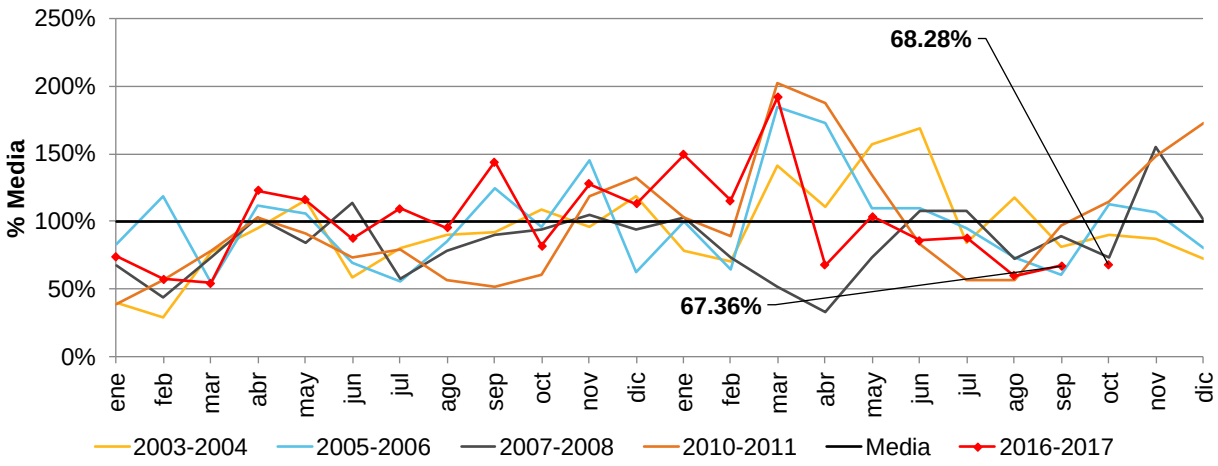
Información actualizada el: 2017-10-11

Aportes por regiones

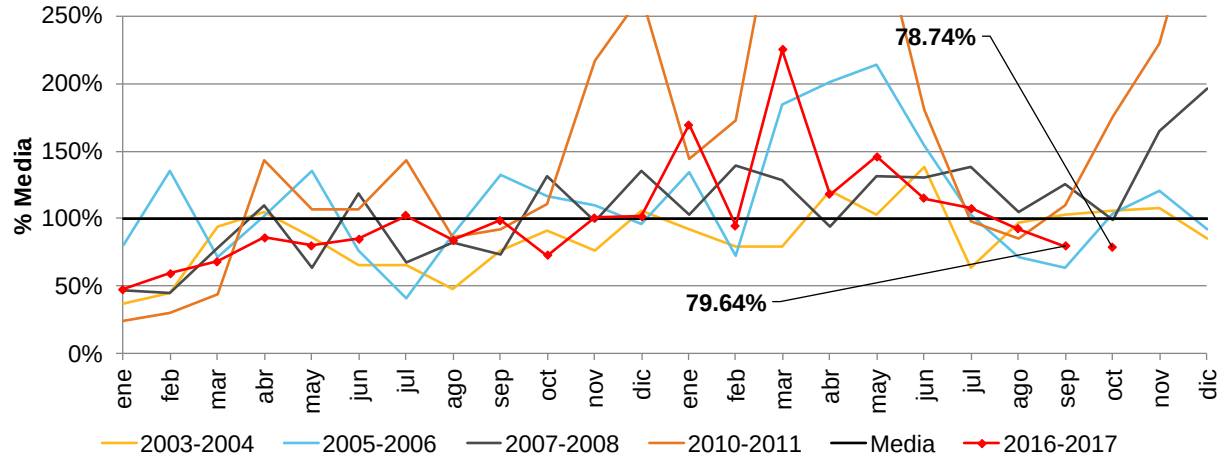
Antioquia



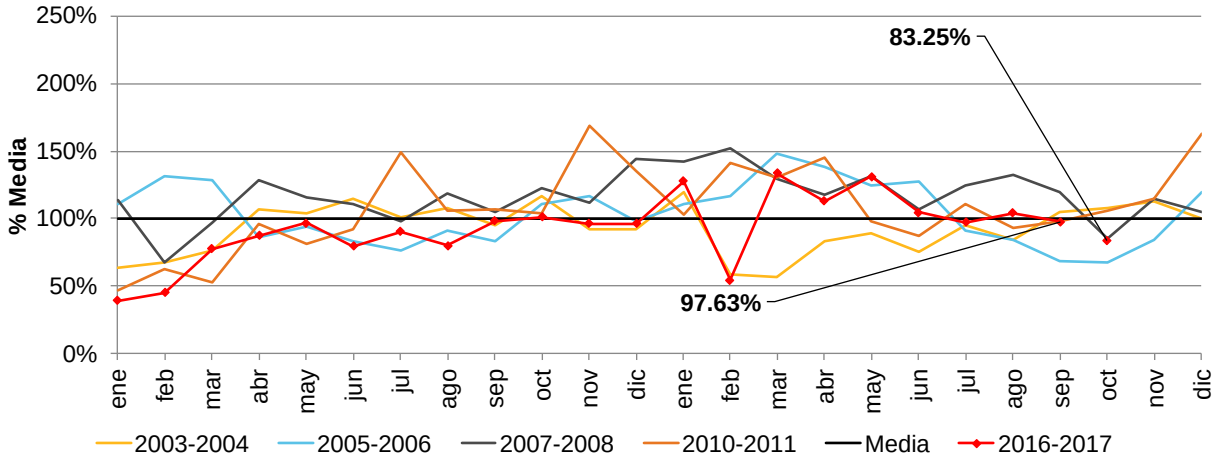
Oriente



Centro



Valle



Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Información actualizada el: 2017-10-11

Año finalización El Niño y siguiente

Aportes hídricos

Fecha	Estacion de medida	Región hidrológica	Media histórica (GWh-día)	Promedio diario acumulado (GWh-día)	Promedio diario acumulado (%)	Diferencia del promedio diario acumulado respecto a la media histórica (%)
2017-10-10	Agregado SIN	Colombia	213.80	164.71	77.0%	-23.0%
2017-10-10	Nare	Antioquia	24.22	18.38	75.9%	-24.1%
2017-10-10	Sogamoso	Centro	22.21	16.66	75.0%	-25.0%
2017-10-10	Grande	Antioquia	14.89	12.45	83.6%	-16.4%
2017-10-10	Guavio	Oriente	14.80	10.50	70.9%	-29.1%
2017-10-10	Otros Rios (Estimados)	Rios Estimados	14.59	11.31	77.5%	-22.5%
2017-10-10	Porce II	Antioquia	14.23	11.29	79.3%	-20.7%
2017-10-10	Bata	Oriente	12.77	10.44	81.8%	-18.2%
2017-10-10	Bogotá N.R.	Centro	12.41	8.81	71.0%	-29.0%
2017-10-10	A. San Lorenzo	Antioquia	11.67	6.38	54.7%	-45.3%
2017-10-10	El Quimbo	Centro	8.20	8.67	105.7%	5.7%
2017-10-10	Guatapé	Antioquia	7.85	8.32	106.0%	6.0%
2017-10-10	Guadalupe	Antioquia	7.81	6.06	77.6%	-22.4%
2017-10-10	Alto Anchicayá	Valle	6.03	5.26	87.2%	-12.8%
2017-10-10	San Carlos	Antioquia	5.34	4.66	87.3%	-12.7%
2017-10-10	Sinú Urrá	Caribe	4.78	6.29	131.6%	31.6%
2017-10-10	Miel I	Antioquia	4.52	3.75	83.0%	-17.0%
2017-10-10	Chuza	Oriente	4.34	1.15	26.5%	-73.5%
2017-10-10	Desv. EEPPM (NEC,PAJ,DO	Antioquia	4.17	3.02	72.4%	-27.6%
2017-10-10	Concepción	Antioquia	2.73	1.84	67.4%	-32.6%
2017-10-10	Cauca Salvajina	Valle	2.48	1.79	72.2%	-27.8%
2017-10-10	Betania CP	Centro	2.44	1.54	63.1%	-36.9%
2017-10-10	Amoyá	Centro	2.31	1.89	81.8%	-18.2%
2017-10-10	Porce III	Antioquia	2.22	0.73	32.9%	-67.1%
2017-10-10	Desv. Guarino	Antioquia	1.96	0.69	35.2%	-64.8%
2017-10-10	Tenche	Antioquia	1.54	1.17	76.0%	-24.0%
2017-10-10	Desv. Manso	Antioquia	0.80	0.06	7.5%	-92.5%
2017-10-10	Prado	Centro	0.65	0.40	61.5%	-38.5%
2017-10-10	Calima	Valle	0.64	0.52	81.3%	-18.8%
2017-10-10	Digua	Valle	0.53	0.48	90.6%	-9.4%
2017-10-10	Blanco	Oriente	0.44	0.00	0.0%	-100.0%
2017-10-10	Florida II	Valle	0.23	0.20	87.0%	-13.0%

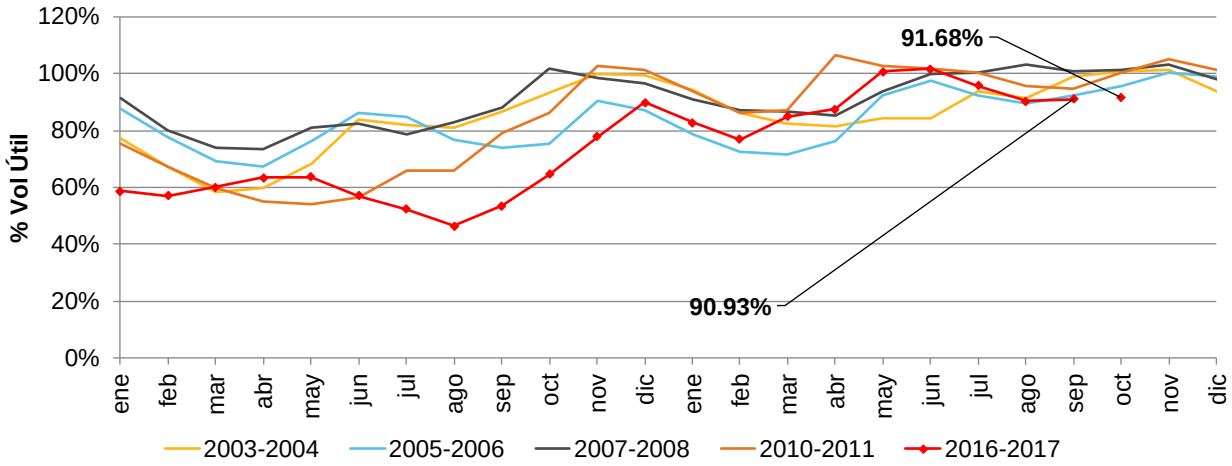
Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Información actualizada el: 2017-10-11

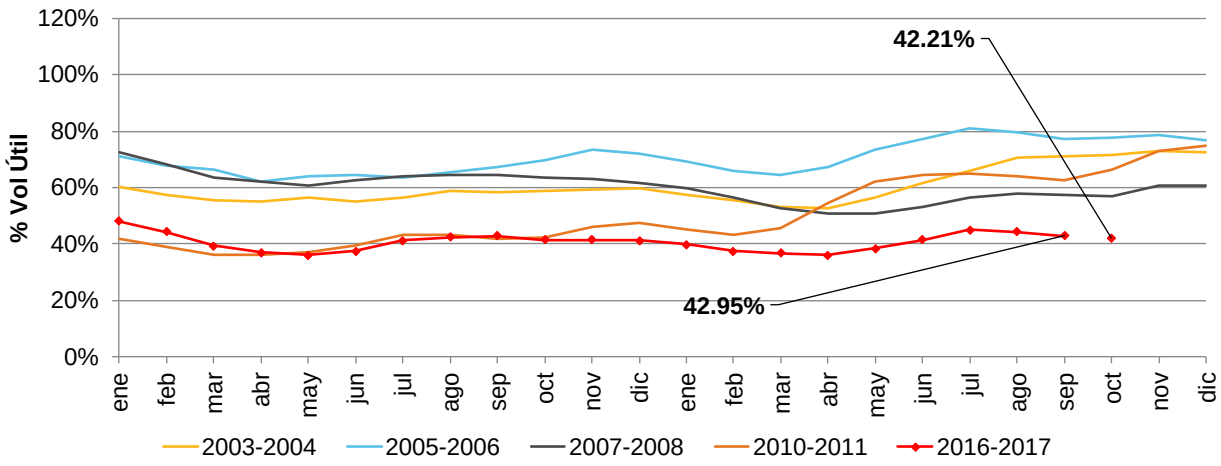
una empresa ISA

Evolución de principales embalses

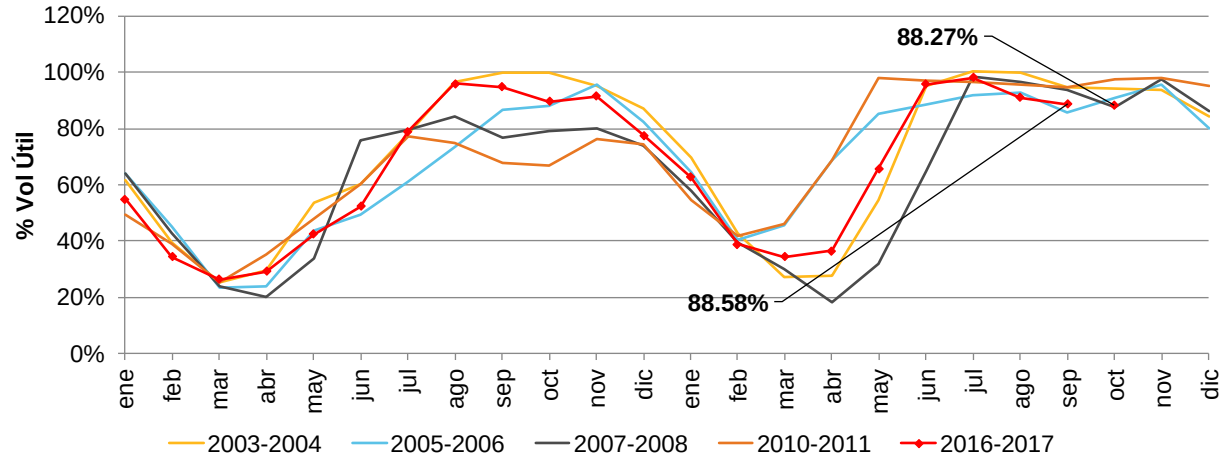
Peñol



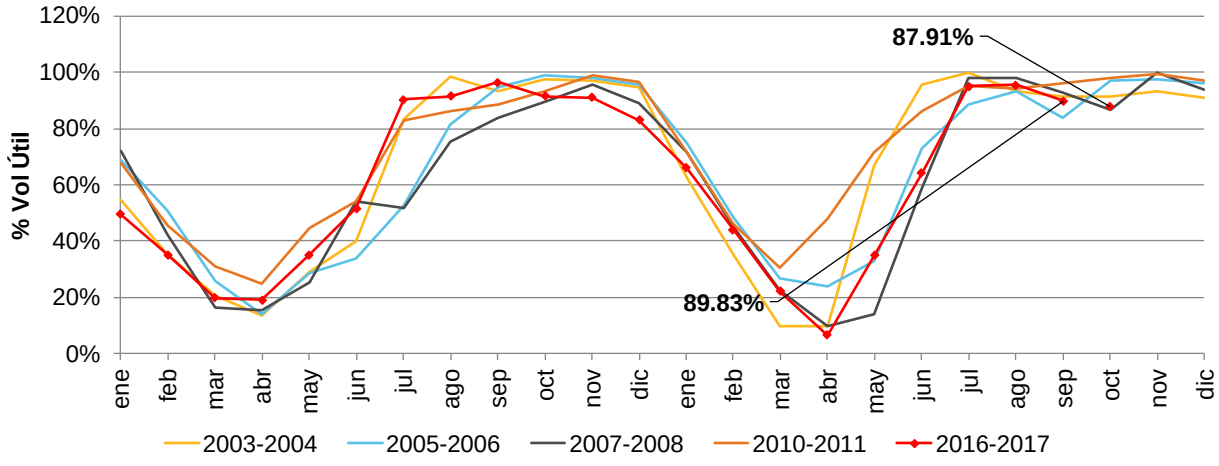
Agregado Bogotá



Guavio



Esmeralda - Chivor



Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Información actualizada el: 2017-10-11

Año finalización El Niño y siguiente

Estado de los embalses

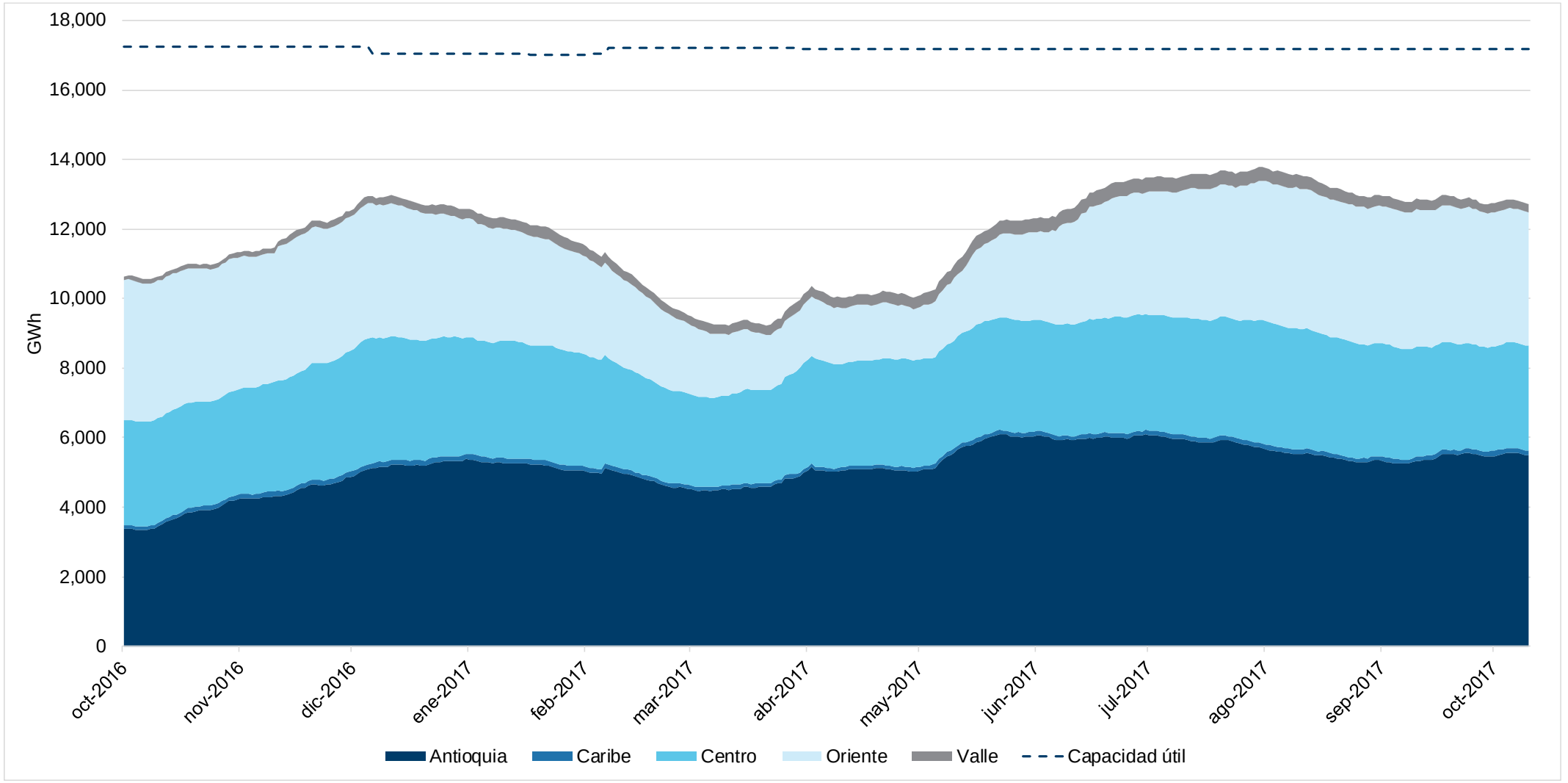
Fecha	Embalse	Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Tasa de embalsamiento promedio móvil últimos 30 días (GWh-día)	Vertimiento acumulado últimos 30 días (GWh)	Volumen útil diario (%)
2017-10-10	Agregado SIN	Colombia	17,179.99	12,701.00	-37.12	6.58	73.9%
2017-10-10	Peñol	Antioquia	4,242.90	3,889.94	-12.33	0.00	91.7%
2017-10-10	Agregado Bogotá	Centro	3,775.53	1,593.47	0.00	0.00	42.2%
2017-10-10	Guavio	Oriente	2,095.06	1,849.20	-10.26	0.00	88.3%
2017-10-10	Esmeralda	Oriente	1,126.59	990.38	-4.04	0.00	87.9%
2017-10-10	El Quimbo	Centro	1,095.63	621.81	1.69	0.00	56.8%
2017-10-10	Chuza	Oriente	1,004.20	979.72	-5.55	0.00	97.6%
2017-10-10	Topocoro	Centro	998.89	682.74	8.25	0.00	68.3%
2017-10-10	Riogrande II	Antioquia	541.50	395.96	6.10	0.00	73.1%
2017-10-10	San Lorenzo	Antioquia	426.58	354.42	-9.17	0.00	83.1%
2017-10-10	Miraflores	Antioquia	308.57	280.88	-0.43	0.00	91.0%
2017-10-10	Amani	Antioquia	243.02	195.85	-5.10	0.00	80.6%
2017-10-10	Calima	Valle	216.19	190.34	-0.73	0.00	88.0%
2017-10-10	Salvajina	Valle	190.60	41.37	-2.15	0.00	21.7%
2017-10-10	Urrá	Caribe	153.01	131.29	-3.11	0.00	85.8%
2017-10-10	Porce II	Antioquia	133.54	98.18	-4.68	0.00	73.5%
2017-10-10	Betania	Centro	124.96	77.81	1.03	0.00	62.3%
2017-10-10	Porce III	Antioquia	115.68	73.64	1.02	0.00	63.7%
2017-10-10	Playas	Antioquia	95.90	114.32	0.76	6.58	119.2%
2017-10-10	Punchiná	Antioquia	73.39	39.48	6.67	0.00	53.8%
2017-10-10	Troneras	Antioquia	69.97	40.80	-1.62	0.00	58.3%
2017-10-10	Muña	Centro	57.60	44.11	-0.87	0.00	76.6%
2017-10-10	Prado	Centro	56.83	14.60	-0.52	0.00	25.7%
2017-10-10	Alto Anchicayá	Valle	33.86	0.67	-2.08	0.00	2.0%

Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Información actualizada el: 2017-10-11

una empresa ISA

Reservas hídricas por regiones hidrológicas

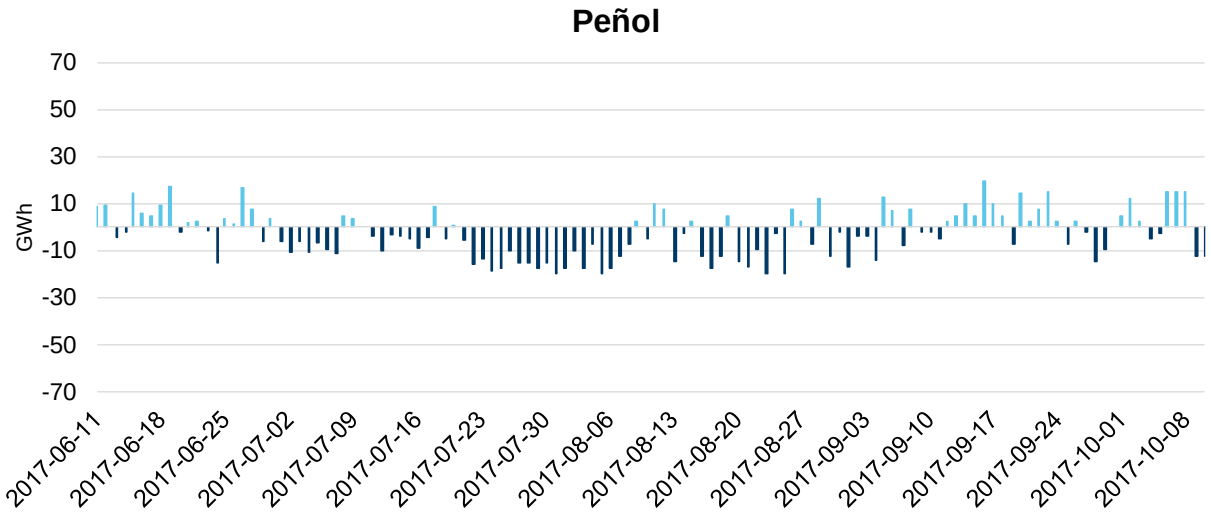


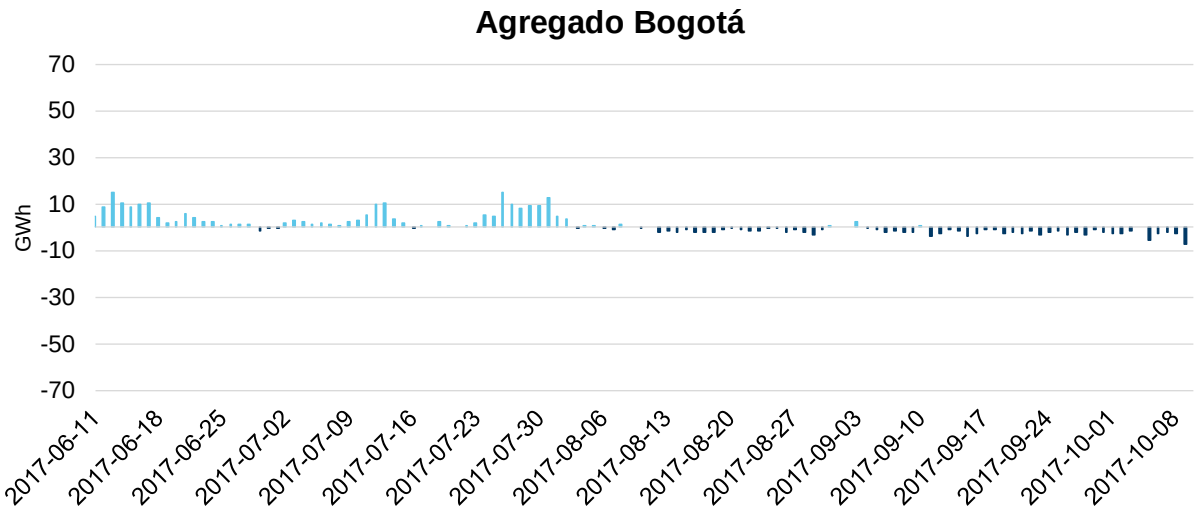
Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

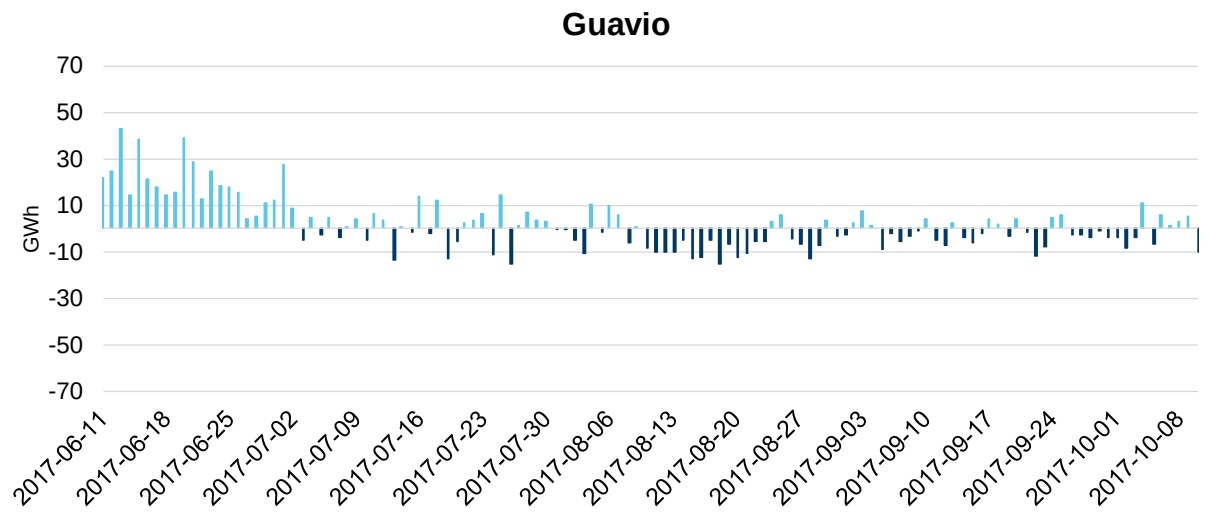
Información actualizada el: 2017-10-11

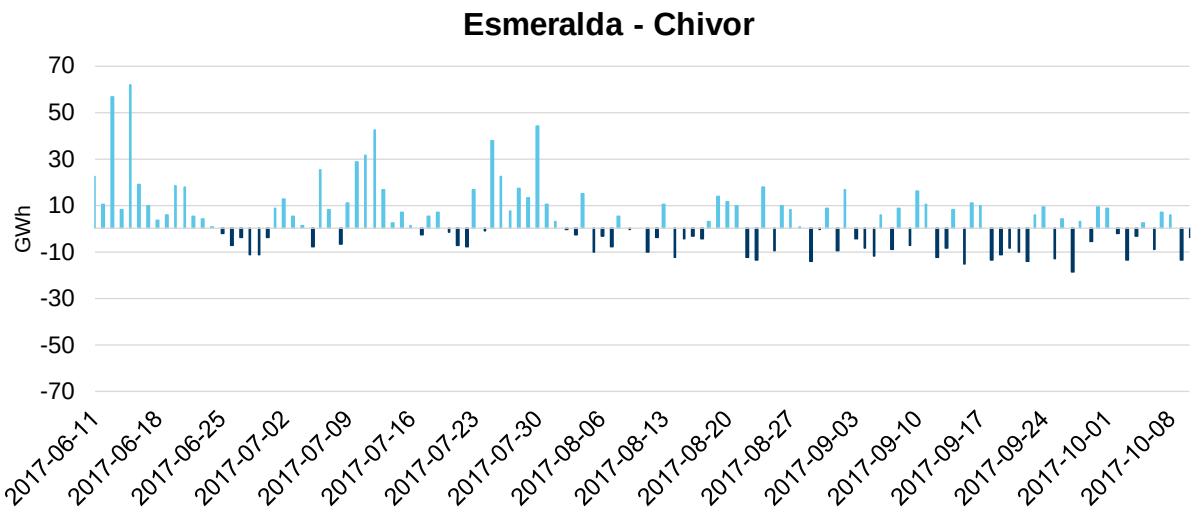
una empresa ISA

Tasa de embalsamiento de principales embalses







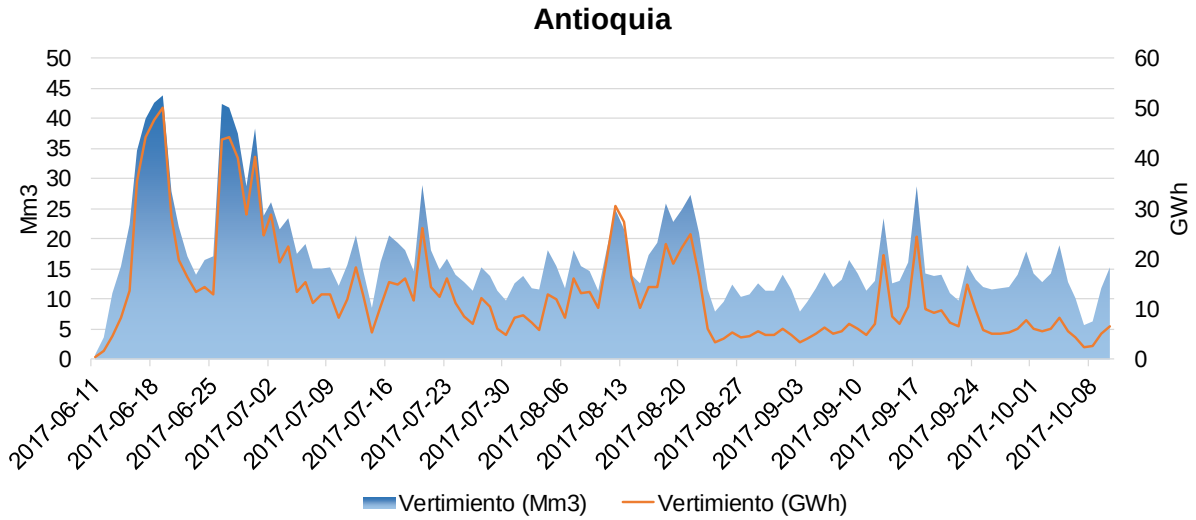


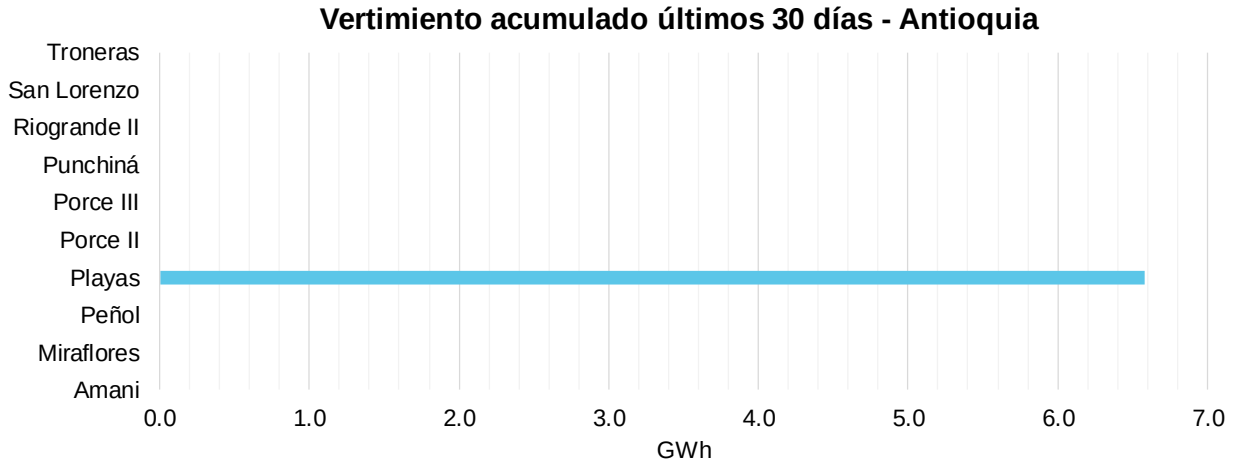
Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

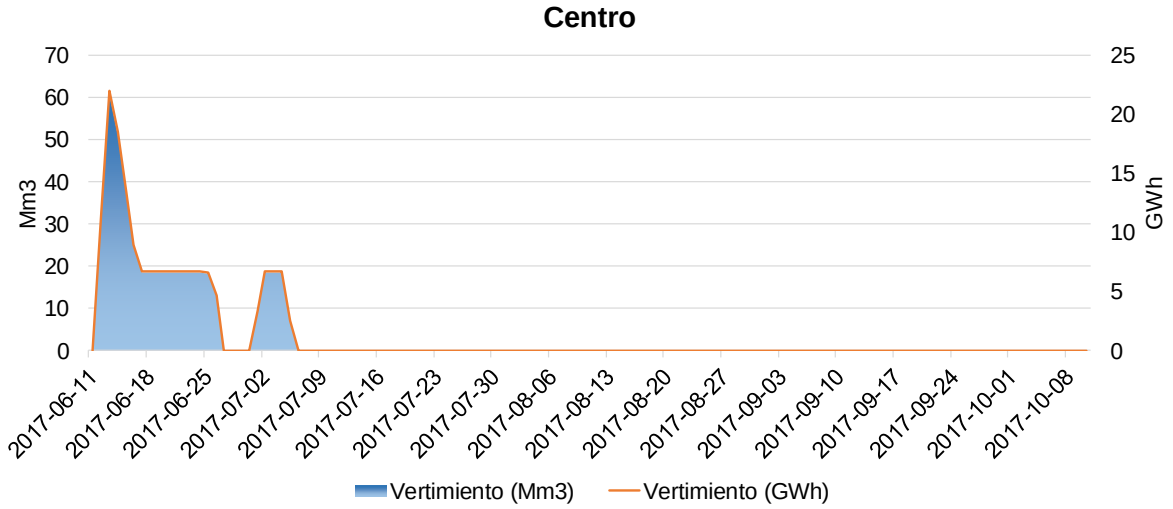
Información actualizada el: 2017-10-11

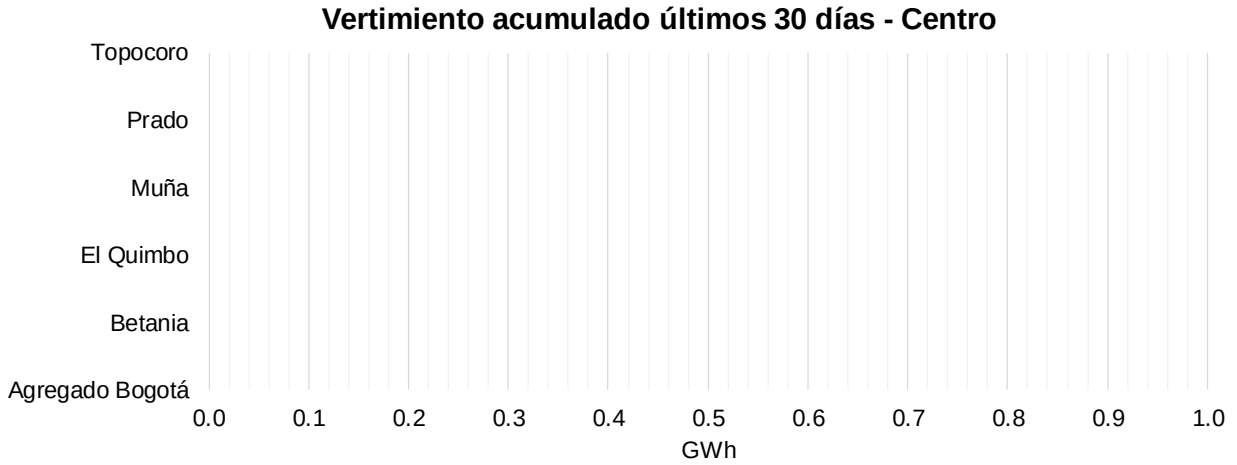
una empresa ISA

Vertimientos por regiones







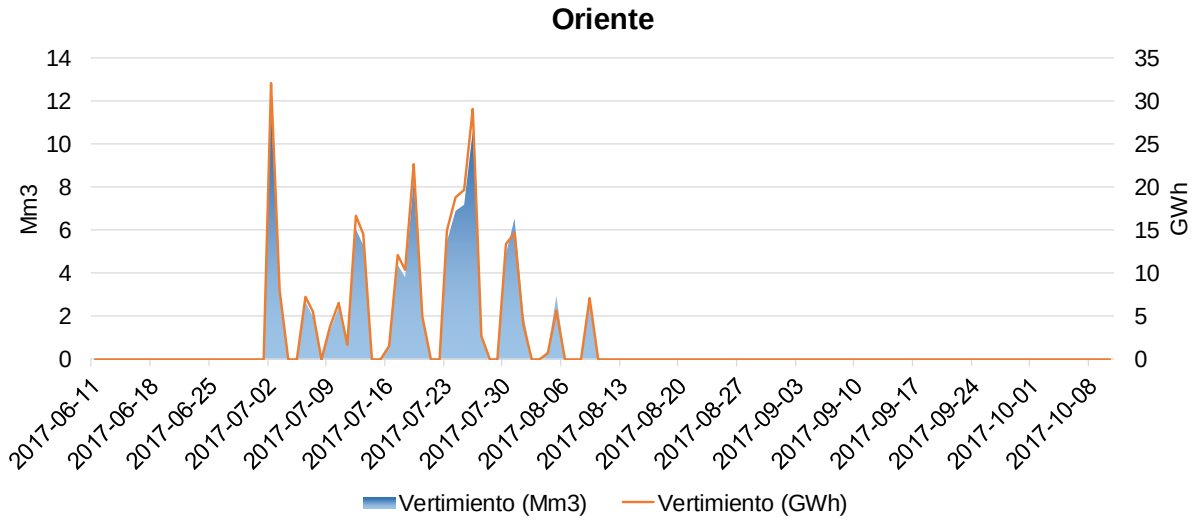


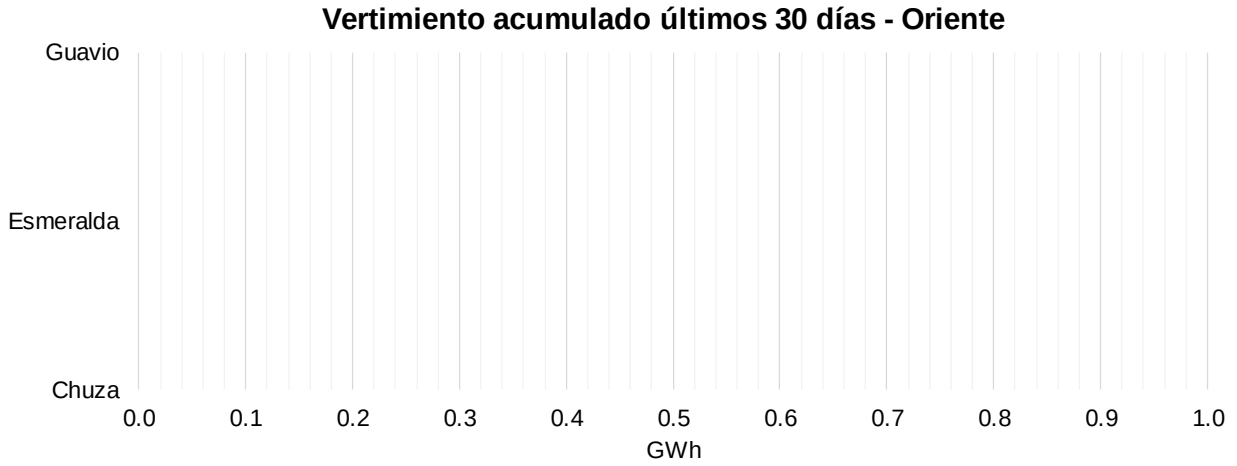
Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

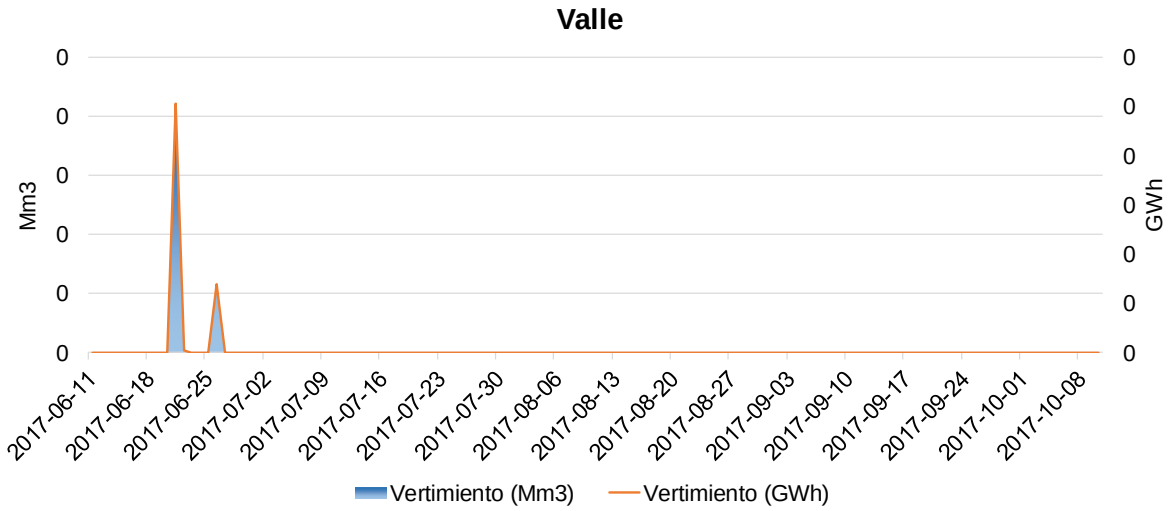
Información actualizada el: 2017-10-11

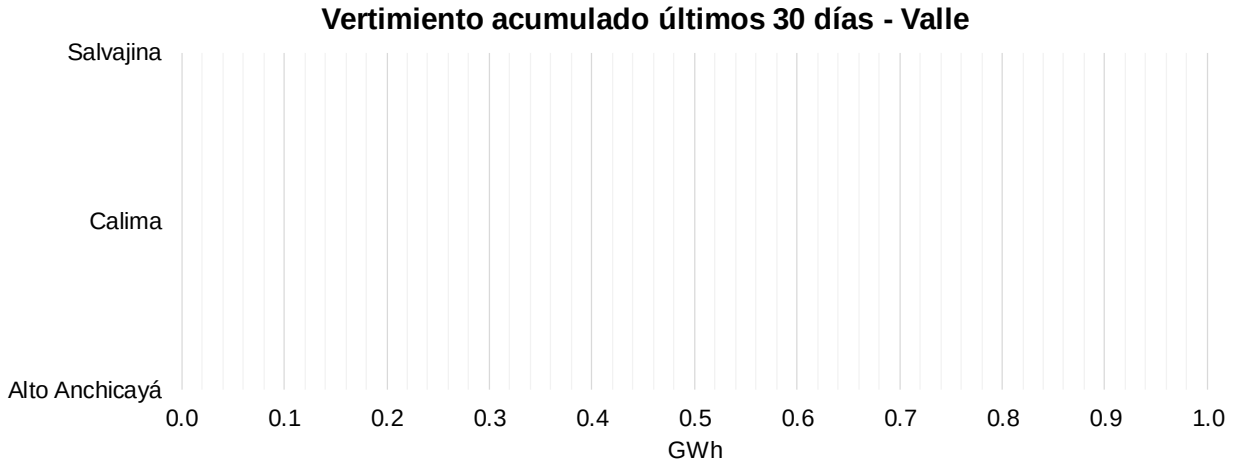
una empresa ISA

Vertimientos por regiones









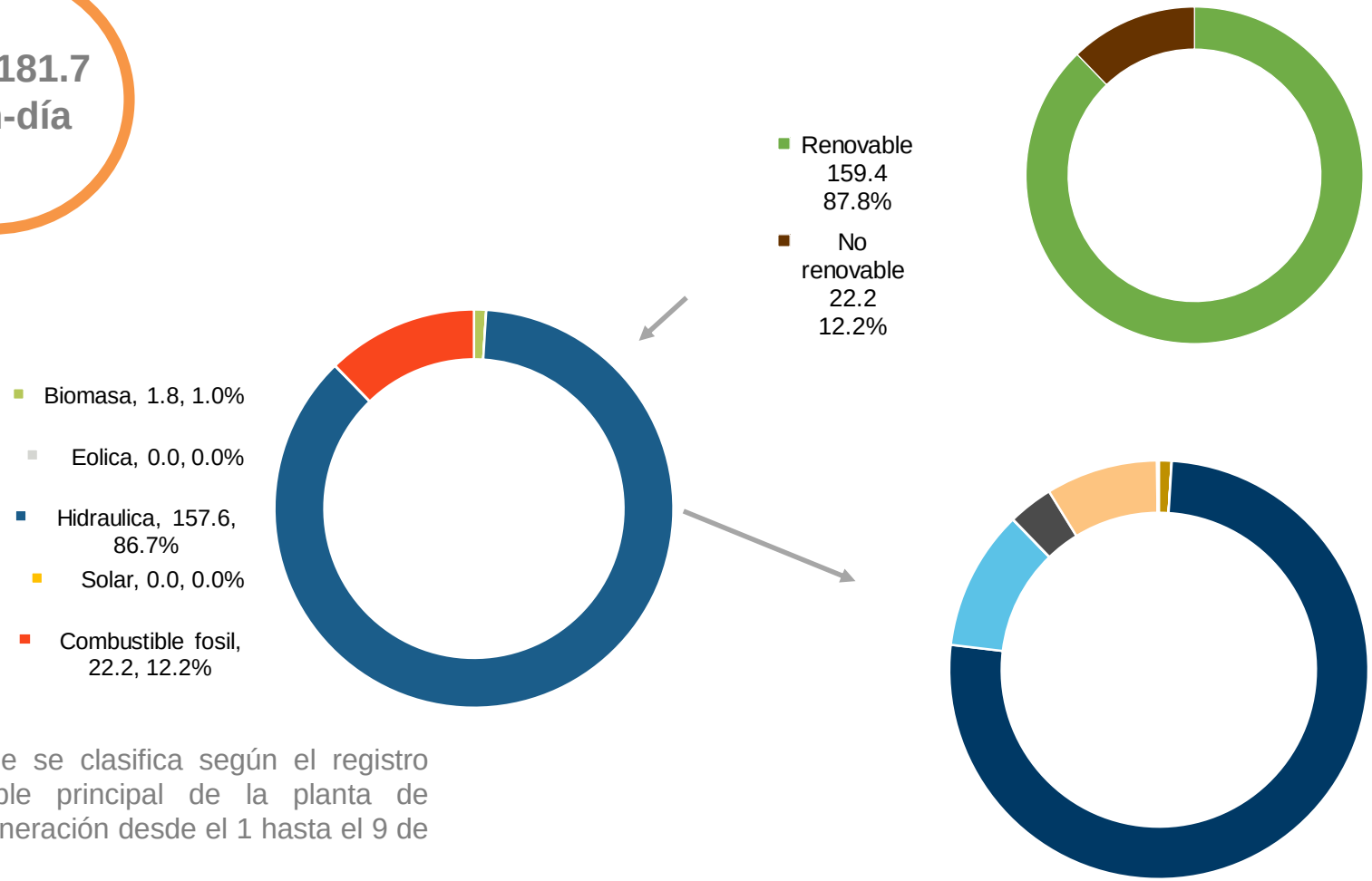
Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Información actualizada el: 2017-10-11

una empresa ISA

Generación promedio diaria en GWh-día

Total 181.7 GWh-día



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 9 de octubre de 2017

Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Información actualizada el: 2017-10-11

Generación promedio por tipo de recurso natural en GWh-día

Total	Gen. de sept-01-2017 hasta sept-30-2017 (GWh-día)	Gen. de oct-01-2017 hasta oct-09-2017 (GWh-día)	Variación de generación (%)
SIN	187.24	181.68	-2.97%

Tipo de recurso natural	Gen. de sept-01-2017 hasta sept-30-2017 (GWh-día)	Gen. de oct-01-2017 hasta oct-09-2017 (GWh-día)	Participación a oct-09-2017 (%)	Variación de generación (%)
No renovable	26.40	22.25	12.24%	-15.74%
Renovable	160.83	159.44	87.76%	-0.87%

Renovable

Tipo fuente de energía	Gen. de sept-01-2017 hasta sept-30-2017 (GWh-día)	Gen. de oct-01-2017 hasta oct-09-2017 (GWh-día)	Participación a oct-09-2017 (%)	Variación de generación (%)
Biomasa	1.93	1.80	1.13%	-6.98%
Eolica	0.00	0.00	0.00%	4.49%
Hidraulica	158.86	157.60	98.85%	-0.79%
Solar	0.04	0.04	0.03%	-7.89%

Detalle de fuente de energía por subtipo

Subtipo	Gen. de sept-01-2017 hasta sept-30-2017 (GWh-día)	Gen. de oct-01-2017 hasta oct-09-2017 (GWh-día)	Participación a oct-09-2017 (%)	Variación de generación (%)
Bagazo	1.92	1.78	1.12%	-7.21%
Biogas	0.01	0.01	0.01%	36.24%
Eolica	0.00	0.00	0.00%	4.49%
Embalse	140.03	137.92	86.51%	-1.51%
Filo de agua	18.82	19.67	12.34%	4.52%
Fotovoltaica	0.04	0.04	0.03%	-7.89%

No renovable

Tipo fuente de energía	Gen. de sept-01-2017 hasta sept-30-2017 (GWh-día)	Gen. de oct-01-2017 hasta oct-09-2017 (GWh-día)	Participación a oct-09-2017 (%)	Variación de generación (%)
Combustible fosil	26.40	22.25	100.00%	-15.74%

Detalle de fuente de energía por subtipo

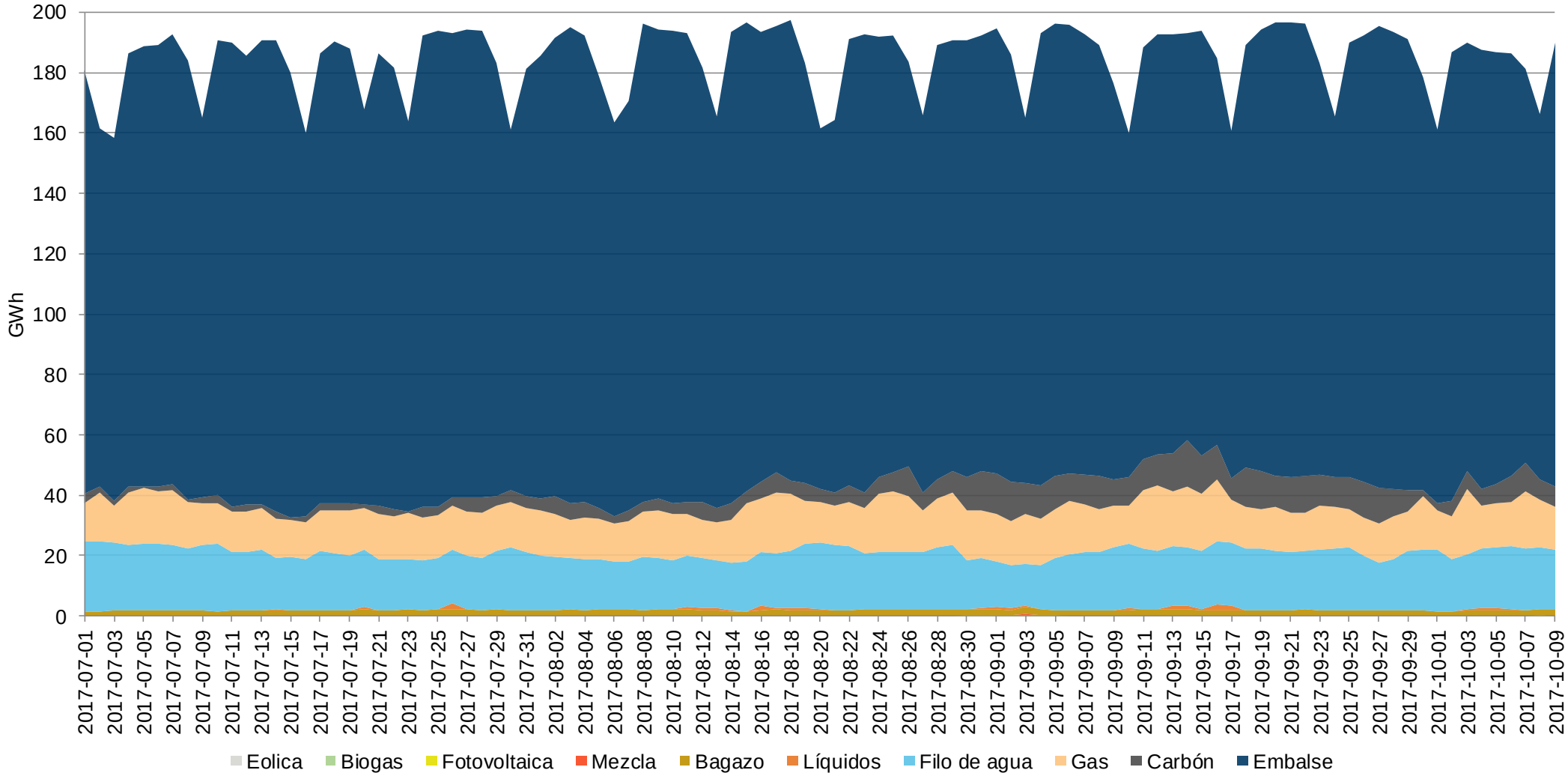
Subtipo	Gen. de sept-01-2017 hasta sept-30-2017 (GWh-día)	Gen. de oct-01-2017 hasta oct-09-2017 (GWh-día)	Participación a oct-09-2017 (%)	Variación de generación (%)
Carbón	10.64	6.30	28.33%	-40.74%
Gas	15.43	15.69	70.55%	1.73%
Líquidos	0.32	0.25	1.12%	-21.95%
Mezcla	0.02	0.00	0.00%	-100.00%

Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Información actualizada el: 2017-10-11

una empresa ISA

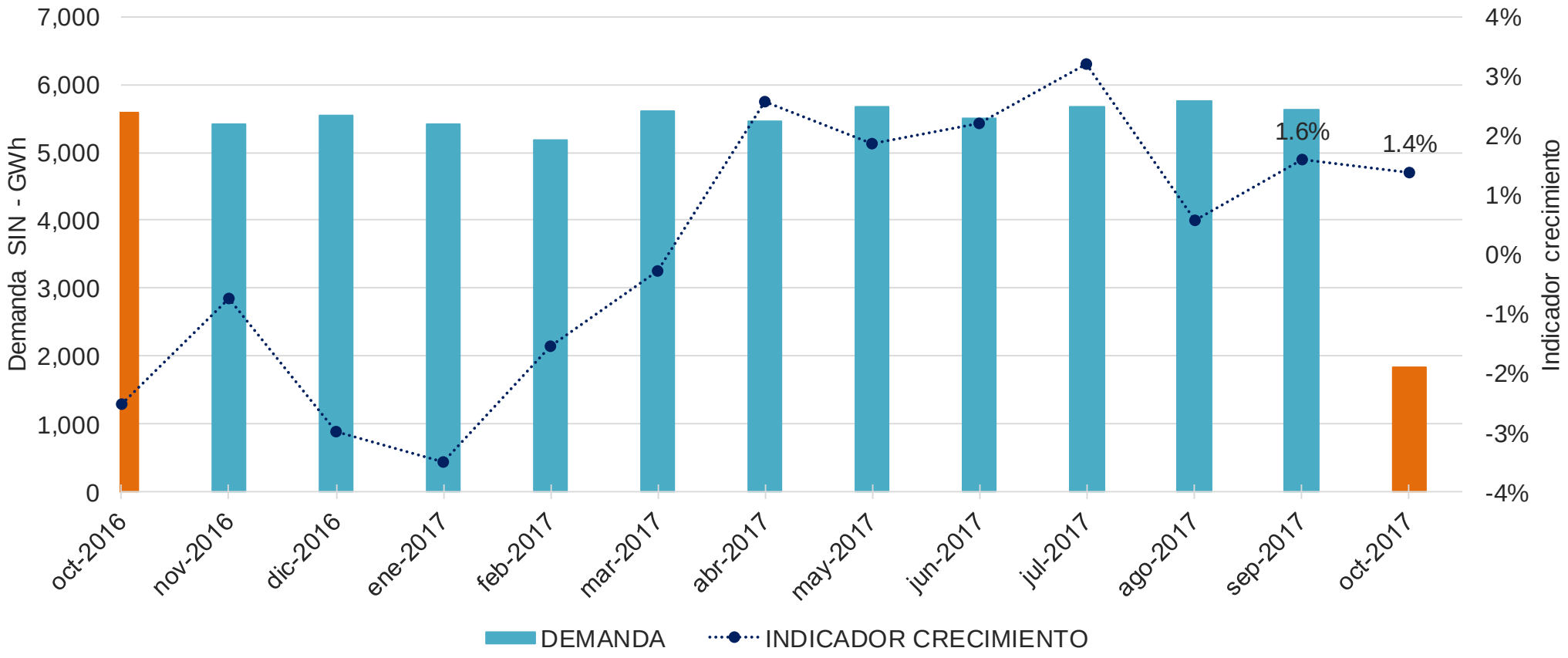
Generación diaria



Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Información actualizada el: 2017-10-11

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento

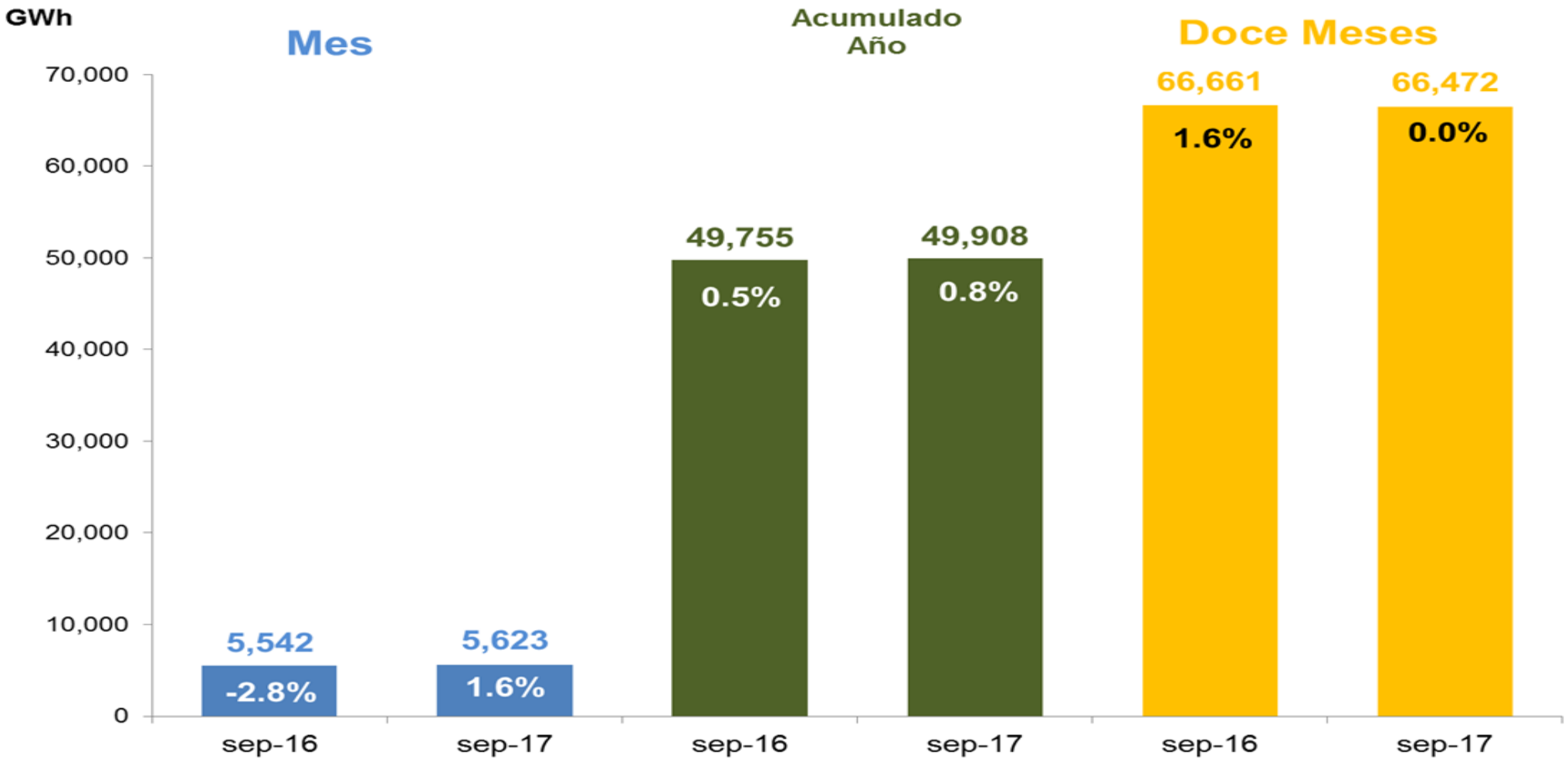


Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Información actualizada el: 2017-10-11

una empresa ISA

Demanda de energía del SIN Septiembre 2017



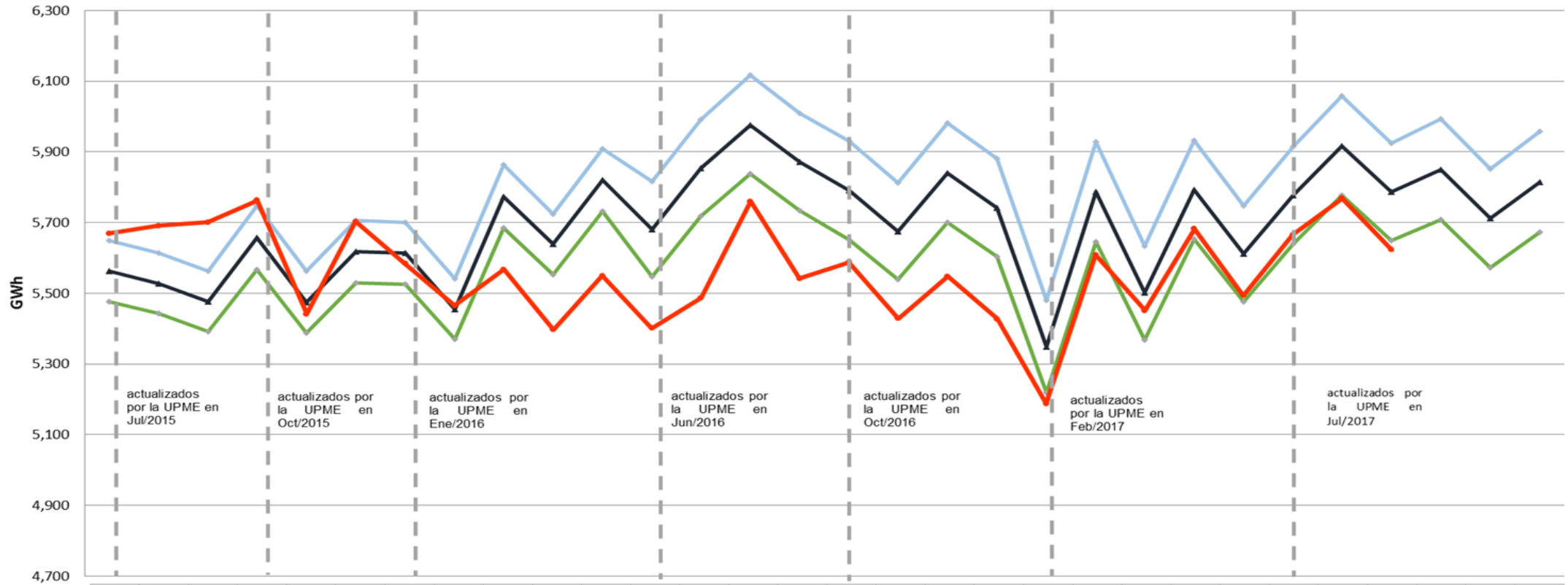
Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Información actualizada el: 2017-10-11

Última actualización de la UPME para el periodo graficado: jul-2017

una empresa ISA

Demanda de energía del SIN y escenarios UPME



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

Última actualización de la UPME para el periodo graficado: jul-2017

Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Información actualizada el: 2017-10-11

una empresa ISA

Intercambios internacionales

Desde agosto 20/17 No se presenta actividad importante en el intercambio Colombia - Ecuador

PANORAMA ENERGÉTICO

1. Análisis energético de mediano plazo

Supuestos

Horizonte
2 años, resolución semanal

Demanda
Escenario medio de la UPME (Act Jul/17).

Sensibilidad con escenario Bajo de la UPME.

Parámetros del SIN
- PARATEC
- Heat Rate + 15% Plantas Gas

Costos de raciona-miento
Último Umbral UPME Sep/17.

Condición Inicial Embalse
74.5%

Desbalance hídrico
14 GWh/día

Mttos Generación
Aprobados, solicitados y en ejecución – SNC
Oct/17 - Sep/18

Mín. Embalses
MOI*, MAX(MOS*,NEP) Res.Semana

*Publicación 30 de abril de 2017

Interc. Interna-cionales
No se consideran intercambios de energía en el mediano plazo

Combustible
Precios: UPME

Disponibilidad reportada por agentes

Otros
Se considera la central playas indisponible hasta 31/12/2017

Proyectos con asignación de OEF	CEN (MW)	Fecha de entrada
Gecelca 3.2	273	Nov/2017
Termonorte	88	Feb/2018
Ituango	300 300 300 300	Nov/ 2018 Feb/2019 May/2019 Ago/2019

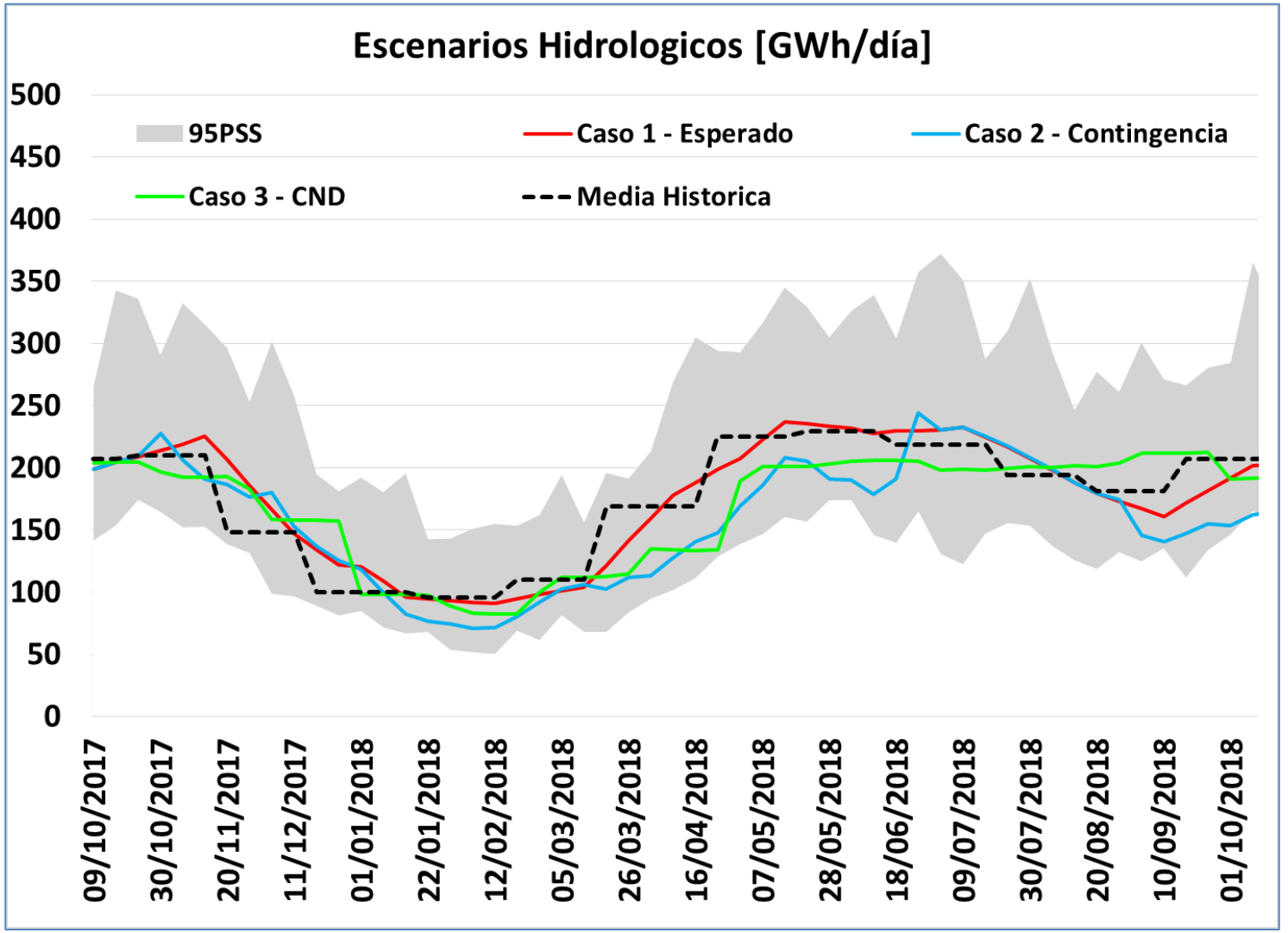
Panorama Energético Mediano Plazo

Resumen Casos

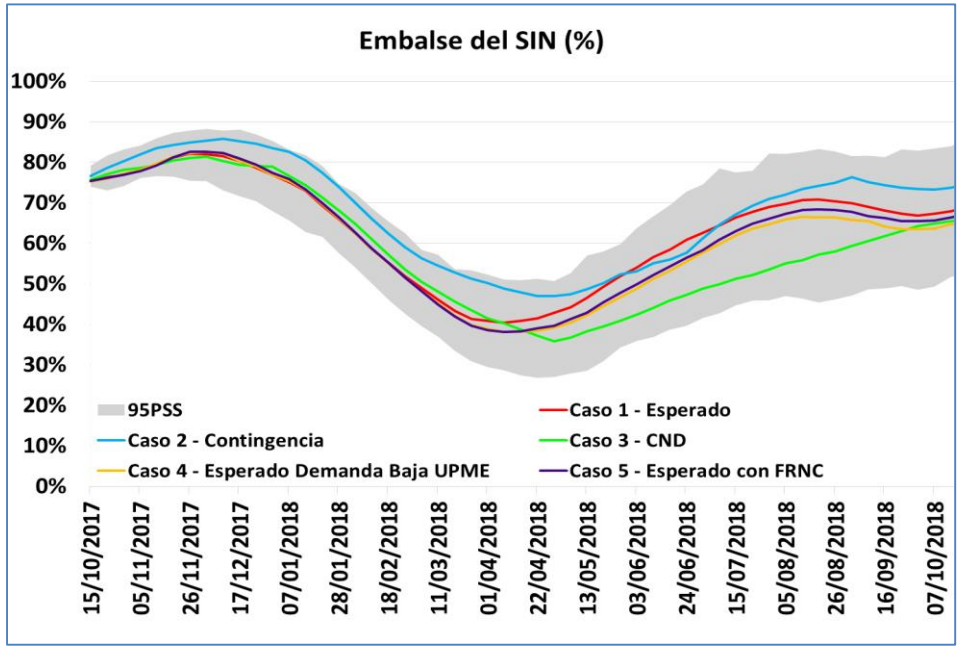
Caso	Hidrología	Estudio	Proyectos Generación
Caso 1	Esperado SH	Autónomo	Con OEF
Caso 2	Contingencia SH		
Caso 3	CND		
Estocástico 100 Series			
Caso 4	Esperado SH		
Caso 5			Con y sin OEF

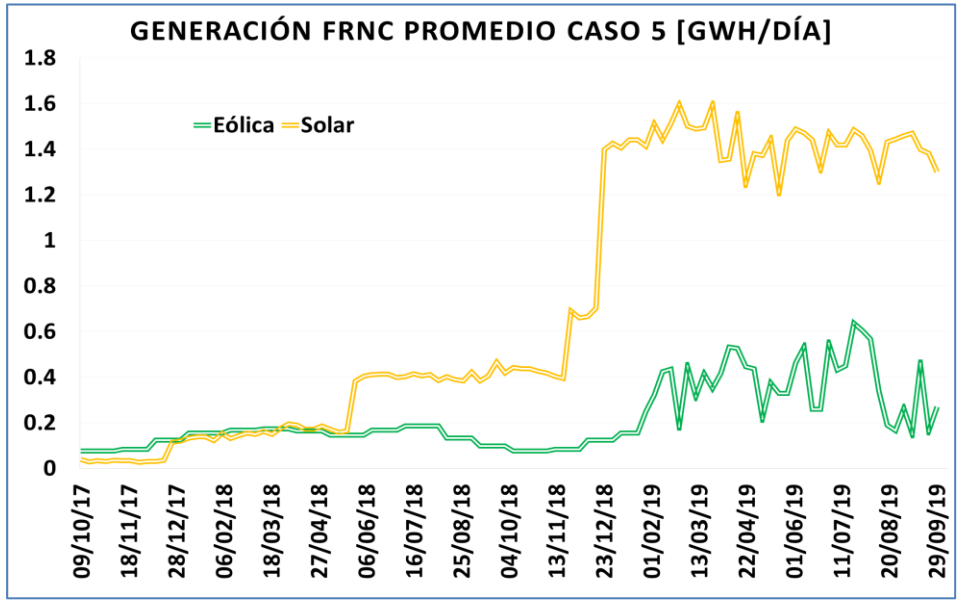
Caso 4: Sensibilidad de demanda Bajo UPME
Caso 5: Sensibilidad FRNC. Incluye proyectos propuestos en el plan de expansión UPME 2016-2030 y BD SIEL Fase II y III.

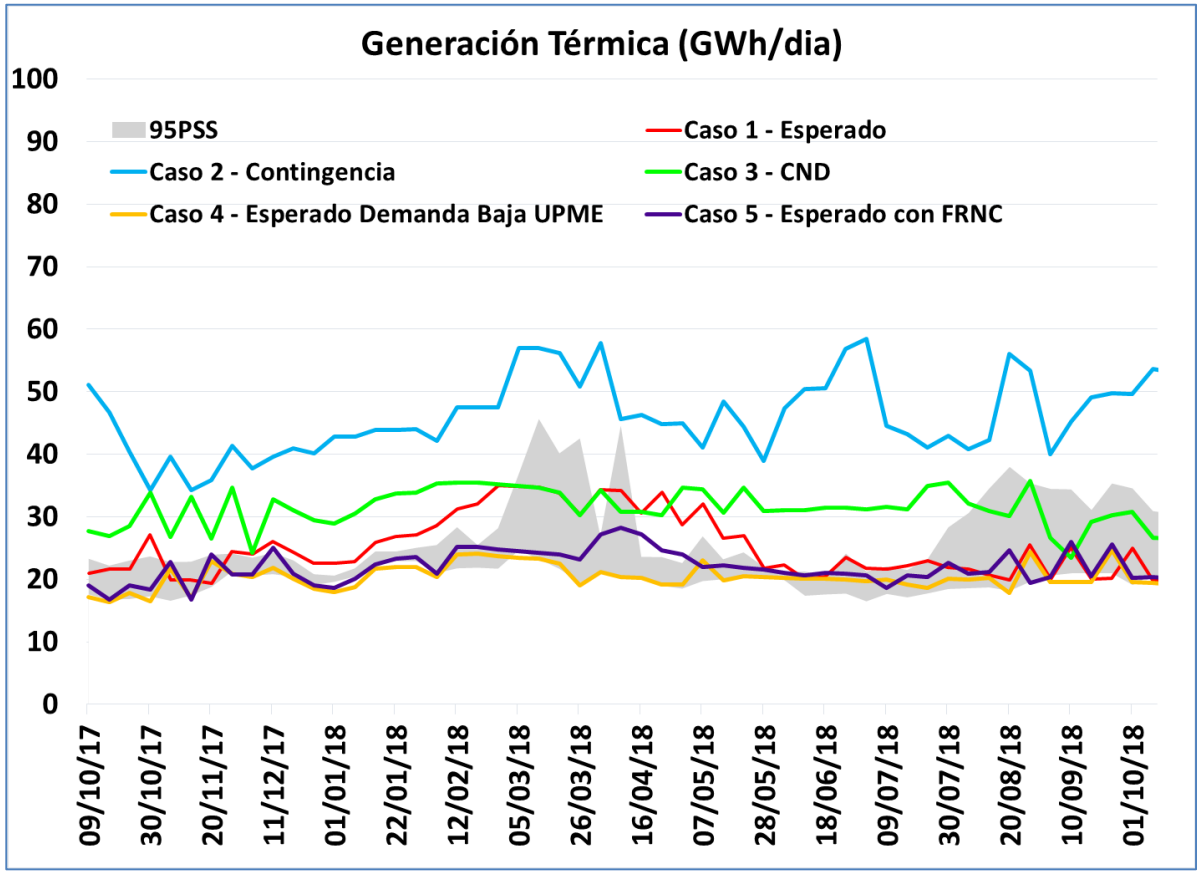
Caso esperado: Pronóstico del SH
Caso contingencia SH: sep/1990 en adelante, acotado mensualmente con el caso esperado



Panorama Energético Mediano Plazo







Para el caso 2 (Contingencia) se debe tener presente que el segundo año de la simulación contiene la hidrología de 1991 correspondiente a un fenómeno del Niño.

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 muestra valores promedio semana entre 30 y 60 GWh/día, mientras que para el caso esperado, se sitúa entre 20 y 40 GWh/día. Las sensibilidades propuestas, escenario bajo de la UPME y escenario FRNC, presentan valores de generación térmica levemente inferiores al caso esperado.

El escenario que contempla FRNC (tecnologías eólicas y solar) presenta una contribución promedio de estos recursos para el primer año de aproximadamente 0.4 GWh/día, alcanzando valores al final del horizonte de alrededor de 2 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.

Dada la confidencialidad en la información primaria para los estudios de FRNC, no es posible la publicación de datos para reproducción de estudios por parte de los agentes.

Anexos - Supuestos – Sensibilidad de proyectos

Se considera un caso, con la entrada en operación de todos los proyectos de generación con y sin OEF que tienen concepto de la UPME (ver tabla).

Para las plantas con FRNC se considera costo 0.

La información de radiación para las plantas solares se toma de bases de datos de NREL.

La información de velocidad de viento para las plantas eólicas se toma de información suministrada por los promotores de los proyectos, complementando con información de bases de datos de MERRA.

Fecha	H	T	PCH	S	E	Total [MW]
Oct/17		19*	39.2* + 10	9.9 *		78.1
Nov/17		311				311
Dic/17		40	47.45	29.3		116.8
Ene/18			1.4			1.4
Feb/18		88				88
Mar/18				9.9		9.9
May/18				19.9		19.9
Jun/18			4.9			4.9
Sep/18				9.9		9.9
Nov/18	300		44.6	70		414.6
Dic/18			57.4	170		227
Ene/19					32	32
Feb/19	300					300
May/19	300					300
Total	***900***	***458***	***205***	***319***	***32***	***1914***

(*) Proyectos en operación.

Anexo – Sensibilidad de proyectos

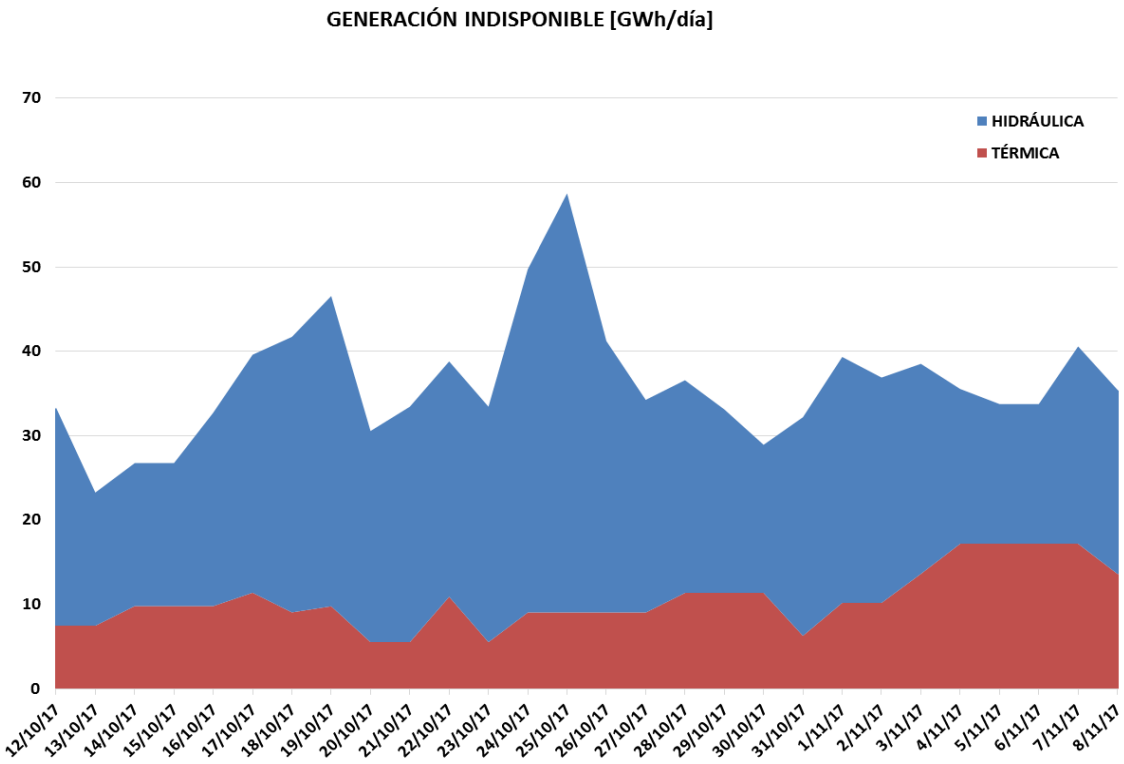
Tipo	Proyecto	Fecha	CEN [MW]
PCH	PCH La Sirgua 10 MW	oct-17	10
T	Termomechero 4	nov-17	19
T	Termomechero 5	nov-17	19
T	Termomechero 6	oct-17	19
T	Gecelca 3.2	nov-17	273
T	Termoyopal	dic-17	40
PCH	PCH Rio Mulatos I MW	dic-17	9.23
PCH	PCH Rio Mulatos II	dic-17	8.32
S	Atlántico solar 2 Polo Nuevo 10 MW	dic-17	10
PCH	PCH Luzma I de 19.6 MW y Luzma II de 19.6 MW	Octu-17	39.2
PCH	PCH TZ II 10.5 MW	dic-17	10.5
PCH	PCH Aures Bajo 19.4 MW	dic-17	19.4
S	Atlántico solar 1 Polo Nuevo 19.3 MW	dic-17	19.3
PCH	PCH Buco de 1.36 MW	ene-18	1.36
T	Termonorte	feb-18	88
S	Generación fotovoltaica SE Ponedera 9.9 MW	mar-18	9.9
S	Planta menor Awarala 19.9 MW	may-18	19.9
PCH	PCH Juan García 4.9 MW	jun-18	4.9
S	PV Latam Solar 2 de 9.9 MW	sep-18	9.9
H	Ituango U4	nov-18	300
PCH	PCH Flautas 5.83 MW	nov-18	5.83
PCH	PCH Río Grande 8.7 MW	nov-18	8.7
PCH	PCH Río Bravo (Calima) 15.86 MW	nov-18	15.86
PCH	PCH Dovio 14.22 MW	nov-18	14.22
S	El Paso	nov-18	70
S	Latam Solar 150 MW	dic-18	150
S	PV Latam Solar 1 de 19.9 MW	dic-18	19.9
PCH	PCH Montebonito 19.9 MW	dic-18	19.9
PCH	PCH Hidronare 14 MW	dic-18	14
PCH	PCH Río Frazadas de 9.9 MW	dic-18	9.9
PCH	PCH La Paloma 13.6 MW	dic-18	13.6
E	Guajira I y Wayúu	ene-19	32
H	Ituango U3	feb-19	300
H	Ituango U2	may-19	300

Mantenimientos de Generación

Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

MANTENIMIENTOS DE GENERACIÓN

Se presentan los mantenimientos en los recursos de generación del SIN que pueden tener afectación en el consumo de gas natural y que han sido solicitados por los agentes o se encuentran en estado aprobado o en ejecución en el Sistema Nacional de Consignaciones SNC.
Periodo: 12/10/2017 a 08/11/2017



CONSIGNACIÓN	UNIDAD	TIPO	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	MW
C0140718	GECELCA 3	TÉRMICA	01/07/2017 0:00	31/12/2017 23:59	164
C0132140	TERMOCENTRO 1	TÉRMICA	10/10/2017 7:00	19/10/2017 17:00	97
C0132141	TERMOCENTRO 3	TÉRMICA	10/10/2017 7:00	19/10/2017 17:00	50
C0149588	TEBSA 13	TÉRMICA	14/10/2017 0:00	17/10/2017 23:59	97
C0137120	CARTAGENA 3	TÉRMICA	17/10/2017 0:00	30/10/2017 23:59	66
C0150369	TERMOYOPAL 2	TÉRMICA	18/10/2017 21:00	19/10/2017 21:00	30
C0150381	ZIPAEMG 2	TÉRMICA	22/10/2017 6:00	22/10/2017 17:00	34
C0150382	ZIPAEMG 3	TÉRMICA	22/10/2017 6:00	22/10/2017 17:00	63
C0150383	ZIPAEMG 4	TÉRMICA	22/10/2017 6:00	22/10/2017 17:00	64
C0150384	ZIPAEMG 5	TÉRMICA	22/10/2017 6:00	22/10/2017 17:00	63
C0129205	TERMOCENTRO 2	TÉRMICA	24/10/2017 7:00	30/10/2017 17:00	96
C0143551	TERMOCENTRO 3	TÉRMICA	24/10/2017 7:00	30/10/2017 17:00	50
C0149585	TEBSA 11	TÉRMICA	28/10/2017 0:00	31/10/2017 23:59	97
C0146239	FLORES 1	TÉRMICA	01/11/2017 0:00	09/12/2017 23:59	160
C0129207	TERMOCENTRO 3	TÉRMICA	01/11/2017 7:00	10/11/2017 17:00	100
C0133280	GUAJIRA 1	TÉRMICA	03/11/2017 0:00	23/11/2017 23:59	143
C0149591	TEBSA 22	TÉRMICA	04/11/2017 0:00	07/11/2017 23:59	149

Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Mantenimientos de Transmisión

oct-2017	Breve descripción del mantenimiento:		AP circuito Termocandelaria Ternera 2 220 kV
	Fecha de iniciación:	12/10/2017	
	Duración estimada (horas o días):		13/10/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de la generación En Cartagena, Proelectrica o Candelaria.	
	Breve descripción del mantenimiento:		AP circuito Termocandelaria Ternera 1 220 kV
	Fecha de iniciación:	14/10/2017	
	Duración estimada (horas o días):		15/10/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de la generación En Cartagena, Proelectrica o Candelaria.	
	Breve descripción del mantenimiento:		AP circuito Guajira Termocol 1 220 kV
	Fecha de iniciación:	14/10/2017	
	Duración estimada (horas o días):		14/10/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Guajira	
★	Breve descripción del mantenimiento:		AP Líneas Tebsa Veinte de Julio 1 110 kV y Cordialidad Tebsa 1 110 kV
	Fecha de iniciación:	15/10/2017	
	Duración estimada (horas o días):		15/10/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Flores 1 o Flores IV.	
	Breve descripción del mantenimiento:		AP Fundación Condensadores Paralelos 01-02 79 MVAR 230 kV
	Fecha de iniciación:	15/10/2017	
	Duración estimada (horas o días):		15/10/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Guajira	
	Breve descripción del mantenimiento:		AP circuito Cartagena Termocandelaria 1 220 kV
	Fecha de iniciación:	16/10/2017	
	Duración estimada (horas o días):		17/10/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de la generación En Cartagena, Proelectrica o Candelaria.	

Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

MANTENIMIENTOS DE TRANSMISIÓN

	Breve descripción del mantenimiento:		AP Circuito El Bosque Ternera 1 220 kV
	Fecha de iniciación:	16/10/2017	
	Duración estimada (horas o días):		16/10/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de la generación En Cartagena, Proelectrica o Candelaria.	
	Breve descripción del mantenimiento:		AP Línea Cordialidad Tebsa 1 110 kV
	Fecha de iniciación:	16/10/2017	
	Duración estimada (horas o días):		16/10/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Flores 1 o Flores IV.	
★	Breve descripción del mantenimiento:		AP Sabanalarga 2 450 MVA 500/220/34.5 kV
	Fecha de iniciación:	20/10/2017	
	Duración estimada (horas o días):		20/10/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de la generación del área Caribe	
	Breve descripción del mantenimiento:		AP Línea El Copey Valledupar 1 220 kV
	Fecha de iniciación:	22/10/2017	
	Duración estimada (horas o días):		22/10/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Guajira	
★	Breve descripción del mantenimiento:		AP Circuitos Nueva Barranquilla Sabanalarga 2 y 3 220 kV
	Fecha de iniciación:	23/10/2017	
	Duración estimada (horas o días):		23/10/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de limitación de la generación de Tebsa	
	Breve descripción del mantenimiento:		AP Línea Bolivar (Cartagena) - Sabanalarga 2 220 kV
	Fecha de iniciación:	23-24-25-26-27/10/2017	
	Duración estimada (horas o días):		23-24-25-26-27/10/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de la generación En Cartagena, Proelectrica o Candelaria.	

Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.
Todos los derechos reservados para XM. S.A. E.S.P

MANTENIMIENTOS DE TRANSMISIÓN

★	Breve descripción del mantenimiento:		AP Circuitos Nueva Barranquilla Termoflores 1-2 220 kV
	Fecha de iniciación:	24/10/2017	
	Duración estimada (horas o días):		24/10/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de generación mínima en Flores 1, Tebsa 110 kV, Barranquillas 3-4 y limitación de la generación de Flores IV.	
	Breve descripción del mantenimiento:		AP Circuito Tebsa Sabanalarga 3 220 kV
	Fecha de iniciación:	27/10/2017	
	Duración estimada (horas o días):		27/10/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de limitación de la generación de Tebsa	
★	Breve descripción del mantenimiento:		AP Líneas Bolivar (Cartagena) Sabanalarga 2-Bolivar (Cartagena) Sabanalarga 1 y Sabanalarga Ternera 2 220 kV
	Fecha de iniciación:	28-29/10/2017	
	Duración estimada (horas o días):		28-29/10/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de la generación En Cartagena, Proelectrica o Candelaria	
	Breve descripción del mantenimiento:		AP Cuestecitas Condensador Paralelo Banco 01 40.7 MVAR 230 kV
	Fecha de iniciación:	30/10/2017	
	Duración estimada (horas o días):		30/10/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Guajira	
	Breve descripción del mantenimiento:		AP Cuestecitas Reactor de barra 20 MVAR 230 kV
	Fecha de iniciación:	31/10/2017	
	Duración estimada (horas o días):		31/10/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Guajira	
	Breve descripción del mantenimiento:		AP Línea Bolivar (Cartagena) Cartagena 1 220 kV
	Fecha de iniciación:	31/10/2017	
	Duración estimada (horas o días):		31/10/2017
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de la generación En Cartagena, Proelectrica o Candelaria.	

Se requiere cubrir aislamiento de la subárea Bolivar

Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.
Todos los derechos reservados para XM. S.A. E.S.P

MANTENIMIENTOS DE TRANSMISIÓN

nov-2017	Breve descripción del mantenimiento:			AP Circuito Sabanalarga Chinu 1 500 kV
	Fecha de iniciación:	01-02-03/10/2017		
★	Duración estimada (horas o días):		01-02-03/10/2017	
	Restricción estimada:	Probabilidad de disminución del límite de importación del área Caribe.		
	Breve descripción del mantenimiento:			AP Circuito Los Palos Toledo 230 kV
★	Fecha de iniciación:	01/11/2017		
	Duración estimada (horas o días):		01/11/2017	
	Restricción estimada:	Desenergización de las subestaciones Toledo, Samore, Banadia y Caño Limon 230 kV		
	Breve descripción del mantenimiento:		AP Circuito Tebsa Sabanalarga 3 220 kV	
	Fecha de iniciación:	02/10/2017		
	Duración estimada (horas o días):		02/10/2017	
	Restricción estimada:	Probabilidad de limitación de la generación de Tebsa		
	Breve descripción del mantenimiento:		AP Circuito El Copey Valledupar 2 220 kV	
	Fecha de iniciación:	03/11/2017		
	Duración estimada (horas o días):		03/11/2017	
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Guajira		
	Breve descripción del mantenimiento:		AP Circuito Sabanalarga Chinu 1 500 kV y Bolivar (Cartagena) El Copey 1 500 kV	
★	Fecha de iniciación:	04/10/2017		
	Duración estimada (horas o días):		04/10/2017	
	Restricción estimada:	Probabilidad de disminución del límite de importación del área Caribe.		
	Breve descripción del mantenimiento:		AP Circuito Nueva Barranquilla Tebsa 1 220 kV	
	Fecha de iniciación:	04/10/2017		
	Duración estimada (horas o días):		04/10/2017	
	Restricción estimada:	Probabilidad de limitación de la generación de Tebsa		

Todos los derechos reservados para XM S.A E.S.P.
Todos los derechos reservados para XM. S.A. E.S.P

MANTENIMIENTOS DE TRANSMISIÓN

Breve descripción del mantenimiento:			AP Circuito Sabanalarga Chinu 1 500 kV
Fecha de iniciación:	05 al 20/10/2017		
Duración estimada (horas o días):		05 al 20/10/2017	
Restricción estimada:	Probabilidad de disminución del límite de importación del área Caribe.		
Breve descripción del mantenimiento:		AP Autotransformador Tebsa 1 100 MVA 220/110/13.8 kV	
Fecha de iniciación:	05/11/2017		
Duración estimada (horas o días):		05/11/2017	
Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Tebsa y Barranquillas 110 kV		
Breve descripción del mantenimiento:		AP Línea Cordialidad Tebsa 1 110 kV	
Fecha de iniciación:	06/11/2017		
Duración estimada (horas o días):		06/11/2017	
Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Flores 1 o Flores IV.		
Breve descripción del mantenimiento:		AP Circuito Nueva Barranquilla Sabanalarga 2 220 kV	
Fecha de iniciación:	07/11/2017		
Duración estimada (horas o días):		07/11/2017	
Restricción estimada:	Probabilidad de limitación de la generación de Tebsa		
Breve descripción del mantenimiento:		AP Líneas Nueva Barranquilla Sabanalarga 2 220 kV y Termoflores II Nueva Barranquilla 2 220 kV	
Fecha de iniciación:	08/11/2017		
Duración estimada (horas o días):		08/11/2017	
Restricción estimada:	Probabilidad de generación mínima en Flores 1, Tebsa 110 kV, Barranquillas 3-4 y limitación de la generación de Flores IV.		
Breve descripción del mantenimiento:			AP Circuito Sabanalarga Chinu 1 500 kV
Fecha de iniciación:	08/11/2017		
Duración estimada (horas o días):		08/11/2017	
Restricción estimada:	Probabilidad de disminución del límite de importación del área Caribe.		

Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.
Todos los derechos reservados para XM. S.A. E.S.P

MANTENIMIENTOS DE TRANSMISIÓN

Breve descripción del mantenimiento:		AP Sabanalarga 2 450 MVA 500/220/34.5 kV
Fecha de iniciación:	08 al 09/11/2017	
Duración estimada (horas o días):		08 al 09/11/2017
Restricción estimada:	Probabilidad de incremento de la generación del área Caribe	
Breve descripción del mantenimiento:		AP Línea Nueva Barranquilla Sabanalarga 2 220 kV
Fecha de iniciación:	09-10-11-12/10/2017	
Duración estimada (horas o días):		09-10-11-12/10/2017
Restricción estimada:	Probabilidad de limitación de la generación de Tebsa	

Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.
Todos los derechos reservados para XM. S.A. E.S.P.

una empresa ISA

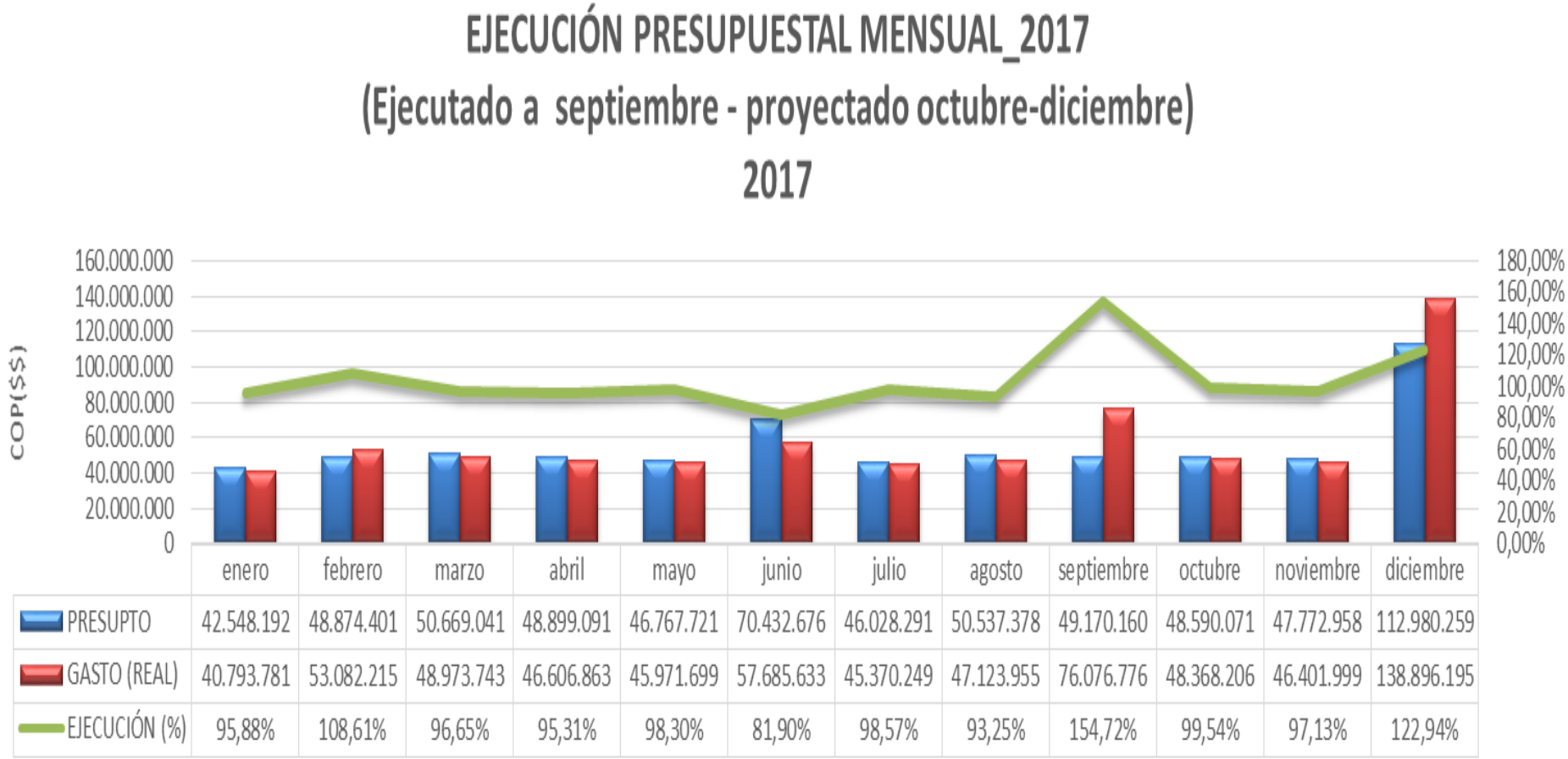
Calle 12 sur 18 - 168 Bloque 2
PBX (57 4) 317 2244 - FAX (57 4) 317 0989
@XM_filial_ISA
Medellín - Colombia

Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

una empresa ISA

4. INFORME SECRETARIO TÉCNICO

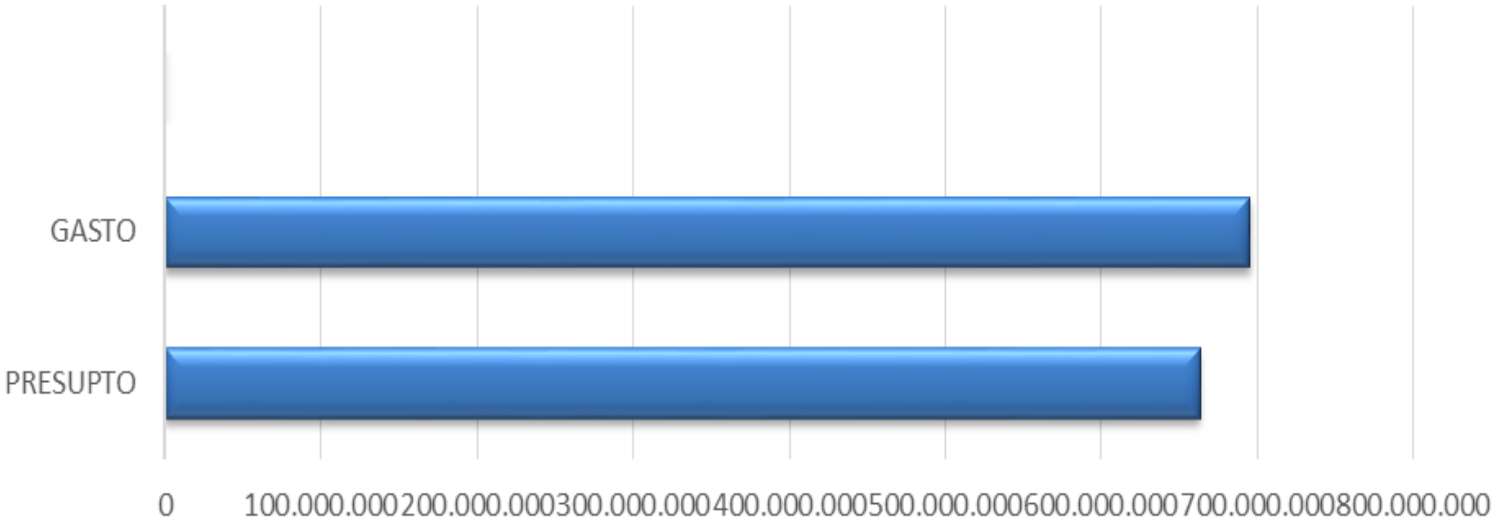
4.1. Seguimiento a la ejecución presupuestal 2017.



	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
PRESUPTO	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 (REAL)	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	48.368.206	46.401.999	138.896.195
EJECUCIÓN (%)	95,88%	108,61%	96,65%	95,31%	98,30%	81,90%	98,57%	93,25%	154,72%	99,54%	97,13%	122,94%

Comentarios a la ejecución presupuestal.

- **Mayor ejecución presupuestal meses de septiembre y diciembre.** Obedece a mayores gastos principalmente, entre otros, a (i) Estudios-honorarios y gastos (contrato DPHC) e (ii) IVA. De acuerdo con el contrato se realizarán 2 pagos: (a) Anticipo en el mes de septiembre y (b) pago final en el mes de diciembre.



	PRESUPTO	GASTO	
ACUMULADO A DICIEMBRE-2017	663.270.239	695.351.314	104,84%

Comentarios a la ejecución presupuestal acumulada a diciembre 2017.

- El valor total acumulado a diciembre de 2017 (gasto), corresponde con el pronóstico de la ejecución presupuestal 2017, considerando la ejecución a septiembre de 2017 (gasto real) y proyección de los meses octubre, noviembre y diciembre de 2017.

EJECUCION PRESUPUESTAL A SEPTIEMBRE - PROYECTADO OCTUBRE A 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 admón oficina	3.908.197	46.898.367	PRESUPUESTO		3.623.169	3.623.169	3.623.169	3.623.169	3.623.169	4.111.789	4.111.789	4.111.789	4.111.789	4.111.789	8.223.577
				GASTO	0	3.744.983	3.684.076	3.684.076	3.684.076	3.684.076	3.944.604	3.944.604	3.944.604	3.944.604	3.944.604	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	231.431	152.781	231.431
A.3	Internet	552.635	6.631.625	PRESUPUESTO	552.635	552.635	552.635	552.635	552.635	552.635	552.635	552.635	552.635	552.635	552.635	552.640
				GASTO	544.883	549.556	717.817	0	293.370	216.166	216.166	216.166	216.166	216.166	216.166	366.166
A,4	Aseo , Cafeteria,Aseo Oficina	94.607	1.135.279	PRESUPUESTO	62.000	119.929	62.000	119.929	62.000	119.929	62.000	119.929	62.000	119.929	62.000	163.634
				GASTO	46.000	137.200	23.000	154.750	46.000	155.250	46.000	126.970	46.000	138.070	46.000	158.070
A.5	Celular y llamadas larga distancia	373.716	4.484.593	PRESUPUESTO	372.722	372.722	372.722	372.722	372.722	372.722	372.722	372.722	372.722	372.722	372.722	384.651
				GASTO	383.665	398.535	138.659	10.100	216.388	163.820	163.832	163.832	163.832	163.832	163.832	327.664
A.6	Gastos de viaje	691.736	8.300.834	PRESUPUESTO			1.819.667			1.819.667		1.819.667	1.022.166		1.819.667	
				GASTO	855.720	101.400	303.030	887.207	0	0	0	0	0	890.000	**1.800.000**	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	63.550	0	63.550
A.8	Gastos reuniones	3.336.907	40.042.883	PRESUPUESTO	1.761.313	4.825.000	3.061.313	4.025.000	2.561.313	3.525.000	2.061.313	3.525.000	2.061.313	3.525.000	2.061.313	7.050.005
				GASTO	705.900	7.206.016	3.520.347	2.341.636	2.728.200	3.168.352	1.748.352	3.853.982	1.547.600	3.853.982	2.006.000	**6.880.682**
A.9	Mensajería y correo	77.048	924.572	PRESUPUESTO	127.000	52.000	52.000	127.000	52.000	52.000	127.000	52.000	52.000	127.000	52.000	52.572
				GASTO	113.900	100.200	77.700	122.900	109.400	50.100	41.300	32.100	128.700	32.100	41.300	32.100
A.10	Comisión fiduciaria	1.338.104	16.057.247	PRESUPUESTO	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104	1.338.104
				GASTO	1.316.825	1.316.825	2.633.649	1.316.825	1.316.825	1.316.825	1.316.825	1.316.825	1.316.825	1.316.825	1.316.825	1.316.825
A.11	Transporte (taxis, buses)	20.399	244.787	PRESUPUESTO	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.398
				GASTO	14.000	27.000	10.000	14.000	11.000	8.800	8.800	8.000	4.400	12.000	8.800	12.000
A.12	Elementos de oficina	252.574	3.030.892	PRESUPUESTO	757.723			757.723				757.723				757.723
				GASTO	887.759	40.000	0	714.286	0	0	756.303	0	0	0	0	756.303
A.13	Contribución Económica 4 x 1000	187.161	2.245.926	PRESUPUESTO	187.148	187.148	187.148	187.148	187.148	187.148	187.148	187.148	187.148	187.148	187.148	187.298
				GASTO	162.525	211.483	189.868	185.685	182.831	229.823	180.758	187.745	303.095	192.702	184.869	553.371
A.14	Mantenimiento página "Web" y Equipos de Oficina	371.536	4.458.437	PRESUPUESTO	273.000	273.000	273.000	273.000	868.000	273.000	273.000	273.000	273.000	860.437	273.000	273.000
				GASTO	256.772	256.772	271.536	331.536	586.173	271.536	271.536	271.536	799.536	**543.072**	271.536	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**	**11.738.334**	**10.292.712**	**18.998.906**
B.1	Secretario Técnico	27.441.844	356.743.968	PRESUPUESTO	27.441.844	27.441.844	27.441.844	27.441.844	27.441.844	27.441.844	27.441.844	27.441.844	27.441.844	27.441.844	27.441.844	54.883.684
				GASTO	27.441.844	27.441.844	27.441.844	27.441.844	27.441.844	27.441.844	27.441.844	27.441.844	27.441.844	27.441.844	27.441.844	54.883.688
B.2	Honorarios Abogados Externos	3.042.779	6.085.557	PRESUPUESTO						3.042.778						3.042.779
				GASTO	0	0	0	0	0	7.635.516	0	0	0	0	0	1.500.000
B.3	Auxiliar Administrativo	1.952.646	25.384.401	PRESUPUESTO	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	3.905.295
				GASTO	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	1.952.646	3.905.292
B.4	Pagina "Herramienta Mtto"	973.356	11.680.269	PRESUPUESTO	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.353
				GASTO	0	1.946.712	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356	973.356
B.5	Estudios-Honorarios-Gastos	2.166.667	26.000.000	PRESUPUESTO						13.000.000						13.000.000
				GASTO	0	0	0	0	0	2.000.000	0	0	26.208.332	0	0	39.312.498
	Subtotal honorarios	**35.577.291**	**425.894.195**	PRESUPUESTO MES	**30.367.846**	**30.367.846**	**30.367.846**	**30.367.846**	**30.367.846**	**46.410.624**	**30.367.846**	**30.367.846**	**30.367.846**	**30.367.846**	**30.367.846**	**75.805.111**
				GASTO MES	**29.394.490**	**31.341.202**	**30.367.846**	**30.367.846**	**30.367.846**	**40.003.362**	**30.367.846**	**30.367.846**	**56.576.178**	**30.367.846**	**30.367.846**	**100.574.834**
C.	**IVA - OTROS GASTOS**															
C.1.	IVA, 16% DE D.1	7.221.126	86.653.514	PRESUPUESTO	6.046.155	6.503.599	6.149.188	6.495.566	6.167.238	9.304.727	5.959.188	6.400.566	5.959.188	6.368.212	5.959.188	15.340.699
				GASTO	5.601.280	7.081.272	6.321.324	6.042.876	5.981.829	7.910.912	5.937.797	6.203.509	10.735.540	6.262.026	5.741.441	19.322.456
C.2.	ADQUISICION MUEBLES Y EQUIPOS	0	0	PRESUPUESTO												
				GASTO												
C.3.	IMPREVISTOS (BALANCE)	702.568	8.430.812	PRESUPUESTO			2.107.703,00			2.107.703,00			2.107.703,00			2.107.703,00
				GASTO			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Subtotal IVA y otros	**7.923.694**	**95.084.326**	PRESUPUESTO MES	**6.046.155**	**6.503.599**	**8.256.891**	**6.495.566**	**6.167.238**	**11.412.430**	**5.959.188**	**6.400.566**	**8.066.891**	**6.368.212**	**5.959.188**	**17.448.402**
				GASTO MES	**5.601.280**	**7.081.272**	**6.321.324**	**6.042.876**	**5.981.829**	**7.910.912**	**5.937.797**	**6.203.509**	**10.735.540**	**6.262.026**	**5.741.441**	**19.322.456**
	TOTAL	**55.358.628**	**663.270.240**	PRESUPUESTO MES	**42.548.192**	**48.874.401**	**50.669.041**	**48.899.091**	**46.767.721**	**70.432.676**	**46.028.291**	**50.537.378**	**49.170.160**	**48.590.071**	**47.772.958**	**112.980.259**
				GASTO MES	**40.793.781**	**53.082.215**	**48.973.743**	**46.606.863**	**45.971.699**	**57.685.633**	**45.370.249**	**47.123.955**	**76.076.776**	**48.368.206**	**46.401.999**	**138.896.195**
		$ 14.739.339	$ 221.090.080	Presupuesto Cuatrimest			190.990.725				213.766.066				258.513.448	
			$ 44.218.016	Gasto Trimestral			189.456.601				196.151.537				309.743.176	

4.2. Estado temas pendientes remitidos por CNOGas a CREG.

Consideraciones generales. Con el propósito de continuar examinando el avance de los temas que el CNOGas remitió a la CREG en 2015 y 2016 para su revisión y expedición del respectivo acto administrativo, a continuación se muestra el avance en cada uno de ellos, considerando reuniones conjuntas CREG-CNOGas en fechas 23 de marzo y 08 de septiembre de 2017, para revisar el avance en los temas pendientes. A continuación los comentarios de la CREG en la sesión del 08 de septiembre del año en curso y otras actualizaciones.

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

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@11-Octubre-17
1	Resolución CREG 088 de 2015. Desbalances acumulados iguales o mayores al 5%.	La CREG publicó el 14 de junio de 2016 el proyecto de Resolución CREG-066B-2016 para comentarios. El plazo venció el 28 de junio de 2016. El Ministerio de Minas y Energía remitió a la CREG comunicación No 2016-081233 de 01 de diciembre de 2016 solicitando apoyo y celeridad a este tema.	La CREG manifestó que están trabajando en este tema. Estiman que hacia finales de septiembre - mediados de octubre se cuente con la resolución definitiva.
2	Protocolo 001 de 2015, Resolución CREG-088 de 2015. Estabilidad operativa SNT´s.	La CREG publicó el 27 de diciembre de 2016 el proyecto de Resolución CREG-239-2016 para comentarios. El plazo venció el 28 de enero de 2017.	La CREG manifestó que sobre este tema se encuentran bastante avanzados y que en próximos días La presentarán en Comité CREG (Ministro de Minas y Energía, Superintendencias, otros entes). Estiman que para finales de septiembre – inicios de octubre se cuente con la resolución definitiva.

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@11-Octubre-17
3	Protocolo 002 de 2015, modificación parcial de la Resolución CREG-071-1999 (RUT). Intercambiabilidad de gases.	La CREG publicó el 11 de noviembre de 2016 el proyecto de Resolución CREG 172-2016 para comentarios. El plazo venció el 05 de diciembre de 2016. El CNOGas remitió recomendaciones mediante comunicación CNOGas-062-2017 de 31 de enero de 2017 para complementar el proyecto de Resolución CREG 172-2016. La CREG solicitó aclaraciones mediante comunicación S-2017-002249 de 15 de mayo de 2017, la cual fue atendida por el CNOGas mediante respuesta en comunicación CNOGas-204-2017 de 06 de julio de 2017.	La CREG informó que está pendiente revisión en Comité CREG (Ministro de Minas y Energía, Superintendencias, otros entes). Surtido este paso, se remite al MM&E para firma del Ministro y publicación de la resolución definitiva. Estiman que en el presente mes de septiembre se cumplan estos hitos.
4	Actividades CNOGas open SEASON (Resol. CREG 037-2016	El CNOGas remitió a la CREG la comunicación CNOGas-001-2017 de 04 de enero de 2017 en respuesta a solicitud de la CREG (temas de las Resoluciones CREG 037 y 038-2016).	La CREG manifestó que todavía estaba en estudio este tema. Consideran que demoran alrededor de 2 meses para publicar la resolución definitiva. Manifestaron que se tuvieron en cuenta los comentarios del CNOGas.

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@11-Octubre-17
5	Protocolo Operativo según Decreto 2345 de 2015. Asignación de gas demanda esencial.	La CREG remitió comunicación al MME con copia al CNOGAS solicitando aclaraciones. El MME dio respuesta a la comunicación de la CREG (Radicado 2017018930 de 23 de marzo de 2017) indicando que ambas entidades (MME y CREG) no tienen facultades para intervenir en los contratos suscritos entre los agentes. El pasado 26 de mayo de 2017, la CREG publicó para comentarios el proyecto de Resolución CREG-043-2017 que establece un protocolo para la atención de la demanda esencial según lo previsto en el parágrafo 1 del artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015. Mediante comunicación CNOGas-231-2017 de 03 de agosto de 2017 remitida a la CREG el Consejo se pronunció sobre el proyecto de Resolución CREG-043-2017.	Se le explica a la CREG los inconvenientes que presenta la aplicación de lo previsto en el proyecto de Resolución CREG043-2017. Se acuerda que el Secretario técnico gestione nueva reunión con el MM&E para revisión conjunta CREG-CNOGas-MM&E. La CREG solicita al CNOGas presentar propuesta. El 26 de septiembre del presente año el Secretario técnico realizó la gestión con el Dr. Carlos D. Beltrán quien manifestó que me indicaría la fecha para realización de una reunión previa, CNOGas-MM&E sin la presencia de la CREG, para entender en primera instancia la problemática presentada.

2. ATENDIDO POR LA CREG_Resoluciones en firme publicadas.

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@11-Octubre-17
1	Aspectos generales Resolución CREG-147-2015. Mantenimientos sector gas.	La CREG publicó el 19 de diciembre de 2016 el proyecto de Resolución CREG-190-2016 para comentarios. El plazo venció el 02-ene-17. La CREG realizó consulta telefónica relacionada con el plazo para informar los comercializadores a los usuarios no regulados sobre los mantenimientos programados en el SIMI	**La CREG publicó la Resolución CREG057-2017 del 18 de julio de 2017.**
2	Actividades CNOGas convocatorias y open SEASON (Resol. CREG 038 y 090 -2016	El CNOGas remitió a la CREG la comunicación CNOGas-001-2017 de 04 de enero de 2017 en respuesta a solicitud de la CREG (temas de las Resoluciones CREG 037 y 038-2016).	**La CREG publicó la Resolución CREG107-2017 del 24 de julio de 2017, publicada el 08 de septiembre de 2017.**
3	Modificación parcial Resolución CREG-115-2013. Funciones COMI.	La CREG publicó el 14 de diciembre de 2016 el proyecto de Resolución CREG-189-2016 para comentarios. El plazo venció el 28-dic-16. La CREG realizó consulta mediante comunicación S-2017-000224 de 25 de enero de 2017 sobre inclusión definiciones en la resolución, la cual fue atendida por el CNOGas mediante respuesta en comunicación CNOGas-090-2017 de 06 de marzo de 2017.	**La CREG publicó la Resolución CREG124-2017 del 04 de septiembre de 2017, publicada el 11 de octubre de 2017.**

República de Colombia

Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 057 **DE 2017**

(15 MAYO 2017)

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

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

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

C O N S I D E R A N D O QUE:

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

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

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

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

HBA

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

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

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

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

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

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

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

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

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

R E S U E L V E:

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

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

HBA

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

HBA

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

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

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Bogotá, D.C. 15 MAYO 2017

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

GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo

HBA

República de Colombia

Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 107 **DE 2017**

(24 JUL. 2017)

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

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Según el numeral 74.1 del artículo 74 de la Ley 142 de 1994, corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- El Artículo 2.2.2.1.4 define la confiabilidad como "la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural de prestar el servicio sin interrupciones de corta duración ante fallas en la infraestructura" y adicionalmente define la seguridad de abastecimiento como "la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, bajo condiciones normales de operación, para atender la demanda en el mediano y largo plazo".

- El Artículo 2.2.2.2.28 establece que "Con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, el Ministerio de Minas y Energía adoptará un Plan de Abastecimiento de Gas Natural para un período de diez (10) años". En este Artículo también se establece que "En el lapso comprendido entre la expedición del presente decreto y la expedición del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, el Ministerio de Minas y Energía podrá adoptar un Plan Transitorio de Abastecimiento, en el cual se incluyan los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural en el corto plazo".

- El Artículo 2.2.2.2.29 establece que la CREG deberá expedir regulación aplicable a los proyectos incluidos en el plan de abastecimiento de gas natural. En particular en el numeral 1 de este Artículo se establece que la CREG debe adoptar los "Criterios para definir cuáles proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural podrán ser desarrollados, en primera instancia, por un agente

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

- El Artículo 2.2.2.2.29 también establece la posibilidad de realizar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural a través de mecanismos abiertos y competitivos.

- El parágrafo del Artículo 2.2.2.2.29 establece que "La UPME será responsable de la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos a los que se refiere este artículo".

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

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

- "Para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural el Ministerio de Minas y Energía tendrá en cuenta el estudio técnico que deberá elaborar la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)"

- "En el estudio técnico se deberán considerar proyectos asociados a infraestructura para importación, almacenamiento, aumento de la capacidad de transporte, extensión de los sistemas de transporte, redundancias en gasoductos, redundancias en sistemas de compresión, conexiones entre sistemas de transporte, entre otros".

- El estudio técnico que elabore la UPME contendrá la "identificación de los beneficiarios de cada proyecto".

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

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

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

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

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

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

En su concepto la SIC recomendó a la Comisión:

"

- Modificar el numeral a) del artículo 5 del Proyecto de tal forma que los proponentes interesados en participar en algún proceso de selección, puedan acreditar su experiencia e idoneidad con diversas alternativas tales como el número de proyectos construidos o los proyectos ejecutados cuyos valores totalizados estén próximos al valor estimado del proyecto, entre otros.

- Considerar la posibilidad de incluir en el Proyecto, mecanismos que mitiguen la carga de los beneficiarios de tener que remunerar la construcción de un proyecto de infraestructura de gas, aun en circunstancias en las que la utilidad inicial del mismo sea nula".

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

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

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

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

En este concepto la SIC recomendó a la Comisión:

"

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

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

- En relación con el parágrafo 2 del artículo 13 del Proyecto: (i) eliminar la parte final de esta disposición o modificarla de tal manera que la revelación del valor máximo se haga solo una vez se haya adjudicado el proyecto; (iii) si la razón por la cual se pretende publicar esta información relacionada con el valor del proyecto antes de la adjudicación del mismo, responde a una necesidad particular de promover la transparencia del proceso de selección, la CREG deberá evaluar otras alternativas que armonicen esta intención con la necesidad de promover la libre competencia económica en el mismo".

- Modificar el artículo 20 del Proyecto para que se 'ejecuten' los proyectos generales del plan de abastecimiento de gas natural mediante procesos de selección competitivos, según lo explicado".

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

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

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

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

R E S U E L V E:

Capítulo I
Disposiciones generales

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Capítulo II
Ejecución de proyectos de IPAT por parte del transportador incumbente

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

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

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

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

c) Mediante resolución la CREG adoptará el valor eficiente y la remuneración de la inversión y de los gastos de AOM correspondientes a cada proyecto de *IPAT* declarado por el transportador incumbente.

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

d) Una vez en firme la resolución que adopta el valor eficiente y la remuneración de la inversión y gastos de AOM correspondientes a cada proyecto declarado, el transportador incumbente dispondrá de 15 días hábiles para que el representante legal de la empresa manifieste por escrito a la CREG la voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto, en el formato que se defina por parte de ésta en la respectiva resolución.

e) A partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto, este contará con 60 días calendario para radicar la siguiente información en la CREG:

1. El cronograma y la curva S de desarrollo de la etapa de construcción del proyecto.

2. Información de la firma auditora, incluido el costo reportado por la UPME, asignada de conformidad con lo establecido en el Artículo 23 de la presente Resolución.

3. Copia del acta de entrega del cronograma y de la curva S de desarrollo de la etapa de construcción del proyecto al auditor seleccionado.

4. Copia de la aprobación de la garantía de cumplimiento por parte del patrimonio autónomo de acuerdo con lo establecido en el Artículo 30 de la presente Resolución.

5. Costo por los servicios del patrimonio autónomo seleccionado de acuerdo con lo establecido en el Artículo 27 de la presente Resolución. Este deberá estar expresado en pesos constantes del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración.

6. La fecha prevista de puesta en operación del proyecto, establecida en el plan de abastecimiento de gas natural, o en plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

f) Para efectos regulatorios el transportador desiste de la ejecución del proyecto cuando: i) no manifieste de manera afirmativa, dentro del período establecido en el literal d) del presente artículo, el compromiso de ejecutar el proyecto; ii) no de cumplimiento a las obligaciones previstas en el literal e) del presente artículo. En cualquiera de estos eventos la CREG informará a la UPME para que inicie un proceso de selección tendiente a ejecutar el proyecto de *IPAT* en el que el transportador desistió.

g) A partir de la información de costos de los servicios del auditor y del patrimonio autónomo, reportados según el literal a) del presente Artículo, la CREG podrá ajustar la resolución en la que se adoptó el valor eficiente y la remuneración de la inversión y gastos de AOM del proyecto declarado.

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

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

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

Capítulo III
Procesos de selección

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

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

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

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

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

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

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

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

a) El proponente deberá demostrar experiencia relacionada con la construcción de proyectos de infraestructura de valor similar al valor estimado del proyecto objeto del proceso de selección. Para esto los proponentes podrán acreditar su experiencia con dos proyectos ejecutados cuyos valores sumados resulten en un valor igual o superior al valor estimado del proyecto objeto del respectivo proceso de selección.

b) No tener participación alguna, ya sea en calidad de matriz, filial, subsidiaria o subordinada, de acuerdo con lo previsto en la legislación, con ninguno de los demás proponentes que participen en el mismo proceso de selección.

c) No haber sido objeto de declaración de un incumplimiento grave e insalvable de que trata el Artículo 25 de la presente Resolución durante los 24 meses anteriores a la fecha límite de presentación de propuestas establecida en los documentos de selección.

d) Cuando se trate de un proyecto *IPAT* el transportador incumbente no podrá participar en el proceso de selección que se adelante para ejecutar el proyecto.

e) Observar las disposiciones vigentes sobre separación de actividades e interés económico aplicables según el objeto del proyecto a ser adjudicado en el proceso de selección.

f) No estar incurso dentro de las causales de inhabilidad e incompatibilidad contempladas en la regulación actual.

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

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

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

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

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

a) Administrar, operar y mantener los activos objeto de los procesos de selección de los cuales haya sido adjudicatario.

b) Coordinar la operación y el mantenimiento de los activos del proyecto con los participantes del mercado de gas que sea necesario. Para los proyectos de *IPAT* deberá atender los requerimientos del transportador incumbente para cumplir los despachos diarios.

c) Cumplir con el reglamento único de transporte de gas natural cuando se trate de infraestructura del SNT, las reglas aplicables al mercado mayorista de gas natural establecidas en la Resolución CREG 089 de 2013 y aquellas que la modifiquen o sustituyan, y demás regulación aplicable según el tipo de proyecto desarrollado a través de procesos de selección.

d) Suscribir los contratos que sean requeridos en el desarrollo de su actividad, incluyendo el de conexión con el transportador al cual se conectará el proyecto objeto del proceso de selección, y entregar al transportador la información que se requiera para coordinar la operación y el mantenimiento de los activos del adjudicatario y los del transportador.

e) Informar y coordinar oportunamente con el transportador al cual se conectará el proyecto objeto del proceso de selección la puesta en operación del proyecto.

f) Suministrar de manera oportuna la información que requiera el gestor del mercado.

g) Suministrar la información requerida para la operación del SNT y para el seguimiento del sector, así como la información que requieran las entidades encargadas de elaborar el plan de abastecimiento de gas natural y demás autoridades en el cumplimiento de sus funciones.

h) Estar sujeto a las disposiciones vigentes sobre separación de actividades e interés económico aplicables según el objeto del proyecto adjudicado en el proceso de selección.

i) Los demás requerimientos establecidos en la regulación, de acuerdo con el tipo de proyecto desarrollado a través de procesos de selección.

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

a) Información básica del proyecto como ubicación, capacidad del proyecto, según sea de transporte, compresión, almacenamiento, regasificación u otro, puntos de conexión, el PEP, la FPO, valor estimado del proyecto y demás elementos que se consideren necesarios para la definición del proyecto a construir.

b) Identificación del sistema de transporte donde se construirá el proyecto o al cual se conectará.

c) Información del proceso de selección referente al objeto, plazos, experiencia de los proponentes, objeto social del adjudicatario, constitución o promesa de constitución del adjudicatario como E.S.P. y duración de la sociedad (debe contar como mínimo con tres años más de existencia, contados a partir de la fecha de terminación del periodo de pagos), formas de participación, la duración del período de pagos según lo establecido en el Artículo 12 de la presente Resolución, los criterios de evaluación y selección de las propuestas, y las demás condiciones establecidas en la presente Resolución.

d) El costo de la firma auditora seleccionada por la UPME para el respectivo proyecto.

e) Las condiciones de la garantía de seriedad de la oferta que permita avalar el cumplimiento de lo exigido en los documentos de selección y en esta Resolución.

f) Documentos que deben ser adjuntados por parte del proponente al momento de ser adjudicatario del proceso de selección.

g) Los demás requisitos adicionales que se consideren necesarios.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Pmín = Tasa de descuento – 2,5%

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

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

a) En el evento en que el proyecto inicie su operación en la FPO o en la FPO ajustada según lo establecido en el Artículo 22 de la presente Resolución, el adjudicatario recibirá pagos durante el PEP contado a partir del inicio de la operación del proyecto.

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

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

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

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

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

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

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

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

b) Las propuestas presentadas deberán adjuntar la garantía de seriedad de la oferta establecida en los documentos de selección y la demás documentación exigida a los proponentes.

c) Cuando se presente más de una oferta válida, la UPME adjudicará el proyecto al proponente que haya presentado la propuesta con el menor valor de la oferta. En caso de empate se aplicarán las reglas de desempate que establezca la UPME en los documentos de selección.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

a) El concepto sobre el cumplimiento de los requisitos exigidos en los documentos de selección.

b) El cronograma y la curva S de desarrollo de la etapa de construcción del proyecto.

c) Copia de la aprobación de la garantía de cumplimiento por parte del patrimonio autónomo de acuerdo con lo establecido en el Artículo 30 de la presente Resolución.

d) La FOP y el PEP establecido en los documentos de selección.

e) Copia de la propuesta económica con el *IAE* presentado por el adjudicatario, incluyendo el porcentaje del *IAE* que el adjudicatario solicitó le sea remunerado en dólares americanos.

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

f) Información de la firma auditora, asignada de conformidad con lo establecido en el Artículo 23 de la presente Resolución.

g) Copia del acta de entrega del cronograma y de la curva S de desarrollo de la etapa de construcción del proyecto al auditor seleccionado.

h) Estudio de beneficio-costo realizado por la UPME a partir del valor adjudicado.

i) Beneficiarios del proyecto identificados por la UPME según lo establecido en la Resolución 40052 de 2016 del MME, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

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

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

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

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

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

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

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

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

a) El ingreso mensual a pagar en cada sistema, *IMT*, se obtiene dividiendo entre 12 el valor de *IAET*. Los valores en dólares se actualizarán mensualmente con la variación del CPI del mes anterior al mes de prestación del servicio, respecto del CPI del mes de diciembre que sirvió de referencia para ofertar los valores del *IAE*. Los valores en pesos se actualizarán mensualmente con la variación del IPC del mes anterior al mes de prestación del servicio, respecto del IPC del mes de diciembre que sirvió de referencia para ofertar los valores del *IAE*.

b) El *IMT* se empezará a pagar al adjudicatario a partir del primer día calendario del mes siguiente a la fecha de puesta en operación del proyecto, certificada por el CNOG.

c) Para la facturación, liquidación y pago del primer mes de ingresos se tomará en cuenta el primer mes completo. En consecuencia no se reconocerá facturación por fracción de mes.

d) Para cada uno de los pagos mensuales se descontarán las compensaciones por indisponibilidad a que haya lugar según lo establecido en el Artículo 18 de la presente Resolución y los ingresos de corto plazo del proyecto. Para esto el adjudicatario deberá informar a los transportadores involucrados en el recaudo del *IAE* dentro los primeros 5 días hábiles de cada mes, el factor de indisponibilidad definido en el literal a) del Artículo 18 de la presente Resolución y los ingresos de corto plazo del proyecto que haya recibido el adjudicatario el mes anterior al mes de prestación del servicio.

e) Los adjudicatarios recibirán el pago mensual en pesos. La parte en dólares se liquidará con la TRM del último día calendario del mes de prestación del servicio.

f) Los adjudicatarios no recibirán pagos por proyectos que hayan sido retirados del servicio.

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

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

D: Número de días del mes m.

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

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

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

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

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

c) Se considerará como indisponibilidad del proyecto aquella causada por eventos distintos a fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña y a los eventos eximentes de responsabilidad establecidos en al Artículo 12 de la Resolución CREG 089 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

d) La máxima duración de las suspensiones del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos será la establecida en el numeral 2 del Artículo 13 de la Resolución CREG 089 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

e) El operador de la infraestructura deberá llevar los registros de las indisponibilidades y del cálculo del factor de indisponibilidad.

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

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

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

Con:

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

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

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

$$\vdots$$

Donde:

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

PS_m^S: Valor a pagar por parte del remitente beneficiario de todos los proyectos s, ejecutados mediante procesos de selección, por servicios durante el mes m. Valor expresado en pesos.

VR_m^S: Volumen transportado en el m al remitente beneficiario de todos los proyectos s. Valor expresado en KPC.

VT_m^S: Volumen total transportado en el mes m a todos los remitentes beneficiarios de los proyectos s. Valor expresado en KPC.

IMP_m^S: Impuestos generados por transferencia de recursos a los adjudicatarios de proyectos s durante el mes m. Valor expresado en pesos.

ICC_m^S: Ingresos de corto plazo obtenidos de la prestación de servicios asociados a proyectos s durante el mes $m-1$ y recibidos por el adjudicatario en el mes m. Estos ingresos corresponderán a los asignados al respectivo sistema de transporte cuando haya más de un transportador involucrado en el recaudo de ingresos para remunerar proyectos s. Valor expresado en pesos.

SAL_m^S: Saldo de ingresos asociados a proyectos s en el mes m. Valor expresado en pesos.

SAL_{m-1}^S: Saldo de ingresos asociados a proyectos s en el mes $m-1$. Valor expresado en pesos.

m: Corresponde al mes calendario de prestación del servicio.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Para seleccionar el auditor se tendrá en cuenta lo siguiente:

a) De la lista de firmas auditoras publicada por el CNOG la UPME escogerá, mediante proceso competitivo, la firma auditora y su costo para cada proyecto.

b) En los términos de referencia del proceso de selección la UPME dará a conocer el costo de la auditoría y el nombre del auditor con el objeto de que el proponente incluya dicho costo dentro de su oferta. Cuando se trate de proyectos de *IPAT* ejecutados como se establece en el Artículo 4 de la presente Resolución, la UPME informará a la CREG y al transportador incumbente el costo de la auditoría y el nombre del auditor antes del plazo límite para el transportador incumbente establecido en el literal e) del Artículo 4 de la presente Resolución.

c) La minuta del contrato entre la fiducia y el auditor deberá acogerse a lo que para tales fines establezca la UPME y deberá contener las obligaciones del auditor establecidas en el Artículo 24 de la presente Resolución y en los documentos con los que se abra el proceso de selección.

d) El adjudicatario, o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, deberá suscribir un contrato de fiducia, con una entidad debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, donde se definirá, entre otros aspectos, que la UPME es la entidad que autoriza los pagos al auditor.

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

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

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

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

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

b) Un informe final en donde certifique que el proyecto se ajusta a los requerimientos establecidos en el plan de abastecimiento, así como que el proyecto cumple lista de chequeo a satisfacción que demuestre que se encuentra listo para su entrada en operación.

c) Cuando se configure un incumplimiento insalvable como se establece en el Artículo 25 de la presente Resolución, un informe de manera inmediata en donde se ponga en conocimiento tal situación. Este informe deberá acompañarse de un inventario de las obras ejecutadas e indicar el avance porcentual de cada una.

d) Los demás informes que sobre temas específicos requieran el MME, o a quién este delegue, la SSPD o la UPME.

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

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

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

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

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

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

b) Cuando en el informe de que trata el literal a) del Artículo 24 de la presente Resolución el auditor verifique que el adjudicatario, o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, omitió corregir desviaciones, identificadas en el informe previo, que no corresponden a las características del proyecto definido en el plan de abastecimiento adoptado por el MME y en los documentos de selección, siendo obligación de este hacerlo.

c) Cuando en el informe de que trata el literal a) del Artículo 24 de la presente Resolución el auditor verifique que el adjudicatario, o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT*, no corrigió desviaciones en el proyecto, identificadas en el informe previo, que llevan a que las características técnicas de alguno de los activos del proyecto sean menores a las requeridas por los estándares y normas técnicas aplicables. Para el caso de proyectos de transporte de gas los estándares y normas técnicas aplicables se establecen en el numeral 6 del RUT, o aquellas normas que lo modifiquen o sustituyan.

d) Cuando a la terminación del proyecto el auditor identifique que el proyecto ejecutado no coincide con los requerimientos exigidos en el plan de abastecimiento de gas y en los documentos de selección.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

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

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

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

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

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

m: Corresponde al mes calendario de prestación del servicio.

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

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

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

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

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

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

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

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá D.C. a 24 JUL. 2017

GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente

GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo

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

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

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

a) Requisitos objetivos que permitan la participación plural de proponentes dentro del proceso de selección.

b) Reglas objetivas, justas, claras y completas que permitan la confección de ofrecimientos de la misma índole, aseguren una escogencia objetiva y eviten las declaratorias de desierta del proceso de selección.

c) Transparencia: entendida como la definición previa y aplicación de reglas explícitas y públicas para las empresas interesadas en participar en el proceso de selección.

d) Eficiencia económica: entendida como la escogencia de la propuesta de mínimo costo.

e) Información relevante: se entenderá por información relevante la siguiente relacionada con las distintas actividades del proceso de selección:

- Documentos que evidencien la publicidad de las reglas del proceso de selección y de las eventuales modificaciones a las mismas.

- Descripción de las reglas utilizadas en el proceso de selección que evidencie que la escogencia del adjudicatario se basa en criterios de mínimo costo.

- Descripción de los procedimientos de aplicación de las reglas de escogencia del adjudicatario.

- Valor resultante del proceso de adjudicación: valor que corresponde al valor presente del *IAE* como se establece en el Artículo 13 de la presente Resolución.

- Descripción del proyecto que deberá corresponder con lo definido tanto por el plan transitorio de abastecimiento de gas natural como por el plan de abastecimiento de gas natural adoptado por el MME con base en el estudio técnico que efectúe la UPME, conforme a lo dispuesto por los Artículos 1 y 2 de la Resolución No. 4 0052 de 2016 del MME, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente

GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo

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

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

1. Instrumento fiduciario

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

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

2. Objeto del patrimonio autónomo

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

3. Principios en la constitución del patrimonio autónomo

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

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

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

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

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

GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente

GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo

Anexo 3. Disposiciones generales de las garantías de cumplimiento

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

1. Criterios generales que deben cumplir las garantías

1.1 Cuando se trate de garantías otorgadas por una entidad financiera domiciliada en Colombia se deberá acreditar una calificación de riesgo crediticio de la deuda de largo plazo de grado de inversión por parte de una agencia calificadora de riesgos vigilada por la Superintendencia Financiera de Colombia.

1.2 Cuando se trate de garantías otorgadas por una entidad financiera del exterior ésta deberá estar incluida en el listado de entidades financieras del exterior contenido en el anexo No. 1 de la Circular Reglamentaria Externa DCIN-83 de 2003 del Banco de la República o en las normas que lo modifiquen o sustituyan y acreditar una calificación de deuda de largo plazo de Standard & Poor's Corporation, Fitch Ratings o de Moody's Investor's Services Inc., de al menos grado de inversión.

1.3 La entidad financiera otorgante de la garantía deberá pagar al primer requerimiento del beneficiario (i.e. el patrimonio autónomo) los correspondientes recursos en la cuenta bancaria de la entidad financiera en Colombia que para tales efectos se haya constituido.

1.4 Las garantías deben ser otorgadas de manera irrevocable e incondicional a la orden del patrimonio autónomo que se conforme.

1.5 El patrimonio autónomo que se conforme debe tener la preferencia para obtener incondicionalmente y de manera inmediata el pago de la obligación garantizada en el momento de su ejecución, en la cuenta bancaria en Colombia que para tales efectos establezca el fideicomiso o patrimonio autónomo.

1.6 Las garantías deben ser líquidas y fácilmente realizables en el momento en que deban hacerse efectivas.

1.7 La entidad financiera otorgante deberá pagar dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha en que se realice el primer requerimiento siempre que se trate de una entidad financiera domiciliada en Colombia, o dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la fecha en que se realice el primer requerimiento, siempre que se trate de una entidad financiera del exterior.

1.8 El valor pagado por la entidad financiera otorgante deberá ser igual al valor total de la cobertura conforme a lo indicado en el presente anexo.

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

1.9 La entidad financiera otorgante de la garantía deberá renunciar a requerimientos judiciales, extrajudiciales o de cualquier otro tipo, para el pago de la obligación garantizada, tanto en Colombia como en el exterior.

1.10 Cuando se trate de garantías expedidas por entidades financieras domiciliadas en Colombia, el valor de la garantía constituida deberá estar calculado en moneda nacional.

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

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

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

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

2. Tipos de garantías

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

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

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

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

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

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

3. Garantía de cumplimiento

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

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

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

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

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

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

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

3.5 Ajustes mensuales al valor de la garantía

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

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

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

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

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

Donde:

VG: Valor de la garantía en pesos colombianos.

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

3.6 Ejecución de la garantía de cumplimiento

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

3.6.1 Cuando dentro del plazo máximo previsto el adjudicatario o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT* no actualice el valor de la garantía por retrasos debidos a modificación de la FPO debidamente aprobada por el MME o por retrasos identificados en el informe del auditor.

3.6.2 Cuando el retraso en la ejecución del proyecto, informado por el auditor, sea mayor o igual al 50% del plazo previsto en el cronograma de ejecución del proyecto.

3.6.3 Cuando el auditor concluya que el adjudicatario o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT* abandonó el proyecto objeto de la auditoría.

3.6.4 Cuando el auditor concluya que el adjudicatario o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT* no corrigió las desviaciones de que trata el literal b) del Artículo 25 de la presente Resolución.

3.6.5 Cuando el auditor concluya que el adjudicatario o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de *IPAT* no corrigió las desviaciones de que trata el literal c) del Artículo 25 de la presente Resolución.

3.6.6 Cuando a la terminación del proyecto el auditor identifique que el proyecto ejecutado no coincide con las características técnicas exigidas en el plan de abastecimiento de gas y en los documentos de selección.

GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Presidente

GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo

República de Colombia

Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 124 DE 2017

(04 SET. 2017)

Por la cual se modifica la Resolución CREG 115 de 2013

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

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

C O N S I D E R A N D O QUE:

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

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

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

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

HBA

Por la cual se modifica la Resolución CREG 115 de 2013

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

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

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

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

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

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

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

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

Empresa	**Radicado**
ECOPETROL	E-2017-006025

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

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

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

118

Por la cual se modifica la Resolución CREG 115 de 2013

R E S U E L V E:

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

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

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

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

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

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

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá a

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

GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo

HBA

CNO-Gas

Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)
No.RADICACION: E-2015-012481 26/Nov/2015-08 54.07
MEDIO: CORREO No FOLIOS 1 ANEXOS NO
ORIGEN CONSEJO NACIONAL DE OPERACION DE GAS NATURAL-CND-GAS-
DESTINO Jorge Pinto

Bogotá D.C., 24 de noviembre de 2015 **CNOGas-216-2015**

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

Asunto: Modificación parcial Resolución CREG 115 de 2013 - Anexo

Respetado doctor Pinto,

La ocurrencia de eventos no programados en infraestructuras de suministro y transporte de gas natural y la solicitud del Ministerio de Minas y Energía, han identificado la necesidad de disponer de mecanismos que permitan informar a dicho ministerio acerca de la ocurrencia de estos eventos, como también el seguimiento de los mismos.

En este sentido, remitimos propuesta a la Comisión relacionada con la modificación del artículo 4º., del Anexo de la Resolución CREG 115 de 2013, "Por la cual se adopta el acuerdo operativo por el cual se establecen las funciones y se reglamenta el funcionamiento y la constitución del comité de coordinación de mantenimientos e intervenciones del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – COMI", de tal forma que se considere la adición de la citada norma, con el fin de incorporar una nueva función del Comité de Coordinación de Mantenimientos e Intervenciones – COMI, a saber:

NUEVA PROPUESTA: "En el caso de la ocurrencia de eventos no programados que puedan afectar las infraestructuras de suministro (campos productores de gas) o de transporte (gasoductos), el agente afectado remitirá un comunicado al Ministerio de Minas y Energía con copia al COMI sobre el evento. Basado en el comunicado del agente y en el análisis de la situación presentada, el COMI informará al Ministerio de Minas y Energía, señalando las condiciones y características del hecho, sus potenciales efectos, y las medidas operativas que podrían adoptarse. El COMI informará al Ministerio de Minas de Energía sobre el seguimiento del evento, una vez concluyan las tareas de coordinación operativas".

Quedamos atentos a cualquier aclaración.

Saludos,

FREDI ENRIQUE LOPEZ SIERRA
Secretario Técnico

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

CREG 25 NOV2015 8:53

CNO-Gas
Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)
No.RADICACION: E-2017-002207 07/Mar/2017-09:51:09
MEDIO: CORREOS No FOLIOS: 1 ANEXOS: ARCHIVO
CREG
ORIGEN CONSEJO NACIONAL DE OPERACION DE GAS NATURAL-CNO-GAS-
DESTINO German Castro Ferreira

Bogotá D.C., 06 de Marzo de 2017. **CNOGas-090-2017**

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

Asunto: Su comunicación radicado No S-2017-000224 de 25 de enero de 2017, Resolución CREG 189 de 2016.

Respetado doctor Castro,

En atención con lo manifestado en su comunicación del asunto en la cual expresa que *"Como resultado del proyecto de consulta de la Resolución CREG 189 de 2016, que modifica la Resolución CREG 115 de 2013, uno de los agentes del sector ha planteado dentro de sus comentarios la posibilidad de incorporar la definición de la Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias, tomadas del Decreto 880 de 2007, a cambio de la definición "evento no programado", la cual argumenta el agente no se encuentra definida en otros protocolos del CNOG, ...(...)...."* y a la recomendación realizada por el CNOGas en comunicación recibida por la CREG con radicado No E-2015-012481 de 26 de noviembre de 2015 de incorporar en la Resolución CREG 115 de 2013 una nueva función del COMI con el propósito de disponer de mecanismos que permitan informar al Ministerio de Minas y Energía, nos permitimos realizar los siguientes comentarios y precisiones a lo previsto en el artículo 1 del proyecto de Resolución CREG 189 de 2016 que adiciona un nuevo literal al numeral 4, Funciones del Comité de Coordinación de Mantenimientos e Intervenciones – COMI, del Anexo 1 de la Resolución CREG 115 de 2013:

1.Eliminar el primer párrafo del literal m) que menciona "*En el caso de ocurrencia de eventos no programados que afecten el suministro y/o transporte de gas natural en más del cinco por ciento (5%) de la capacidad de suministro, comercialización de gas importado o transporte del campo o activo afectado, el respectivo agente remitirá un comunicado de la forma más expedita al Viceministerio de Energía, con copia a la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible y al COMI, informando sobre los impactos del evento para sus instalaciones y posibles afectaciones del mercado".* En su reemplazo se solicitará al Ministerio de Minas y Energía que modifique el numeral 1.1 del Artículo 2.2.2.2.10 referente a "Obligación de suministro de información" del Decreto 1073 de 26 de mayo de 2015, para que cuando se presente una Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia, No Transitorias, se informe al Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOG, es decir, los agentes se obligan a reportar dicha información al CNOG.

(571) 7426779; Cel. 316 8308034 *URL:* www.cnogas.org.co; *Email:* info@cnogas.org.co
Avenida El Dorado No. 68 C-61 Oficina 532 Ed. Torre Central Davivienda, Bogotá D.C., Colombia

2. Con la eliminación del primer párrafo, recomendamos la siguiente redacción para el Artículo 1 del proyecto de Resolución CREG 189 de 2016 que modifica la Resolución CREG 115 de 2013, (en letras color rojo los cambios):

m) En el caso de ocurrencia de Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia, No Transitoria, los Productores-Comercializadores y/o los Transportadores suministrarán información al Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOG, en cumplimiento de lo previsto en el Artículo 2.2.2.2.10. Obligación de suministro de información, numeral 1.1 del Decreto 1073 de 26 de mayo de 2015.

Analizar la información entregada por el agente que informó sobre la Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia No Transitorias, las posibles afectaciones y las acciones con el fin de mitigar la contingencia en el suministro o transporte de gas, para lo cual el COMI sesionará en forma virtual o presencial, a la mayor brevedad posible.

El secretario técnico del CNOG informará al Viceministerio de Energía y a la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible de las decisiones tomadas por parte del COMI para superar la contingencia, el avance durante el plan de contingencia y el cierre, una vez concluyan las tareas de coordinación operativas".

Como complemento, confirmamos a la Comisión que la recomendación de modificación del Artículo 1 del proyecto de Resolución CREG 189 de 2016 propuesta en la presente comunicación, se alinea con (i) lo establecido en la normatividad existente, particularmente en el numeral del Decreto 1073 de 26 de mayo de 2015 referido en la presente comunicación, (ii) la realidad del manejo operativo dado por los Productores-Comercializadores y Transportadores a las situaciones presentadas en sus activos, (iii) facilita a los agentes y al CNOGas una interacción y coordinación adecuada de las situaciones presentadas en sus activos y (iv) permite informar al Ministerio de Minas y Energía oportunamente, según el espíritu de la propuesta inicial del CNOGas recibida por la CREG con radicado No E-2015-012481 de 26 de noviembre de 2015.

Quedamos atentos a aclarar dudas o inquietudes que se presenten alrededor de las recomendaciones del Consejo.
Saludos

FREDI ENRIQUE LOPEZ SIERRA
Secretario Técnico del CNOGas

c.c. Dr. Hernán Molina- Experto Comisionado
Dr. Henry Bernal- Asesor
Miembros CNOGas

3. ATENDIDO POR LA CREG_En estudio.

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@11-Octubre-17
1	Protocolo operativo de medición, modificación parcial del RUT. NTC 6167	El CNOGas remitió a la CREG la comunicación CNOGas-282-2016 de 13 de diciembre de 2016 en respuesta a solicitud de la CREG No S-2016-005999 de 8 de septiembre de 2016. La CREG solicitó en comunicación No S-2017-001055 de 13 de marzo de 2017 nuevas aclaraciones a lo manifestado por el CNOGas en su comunicación CNOGas-282-2016, la cual fue atendida por el CNOGas mediante respuesta en comunicación CNOGas-174-2017 de 19 de mayo de 2017. El comité técnico del CNOGas a cargo de este tema autorizó a John Velosa de TGI a brindar algunas aclaraciones al Asesor CREG Libardo Acero sobre aspectos generales de las recomendaciones remitidas por el CNOGas para modificación parcial del RUT en temas de medición.	La CREG manifestó que este tema surtió todos los trámites en comités y que el proyecto de resolución está pendiente de la firma del Ministro de Minas y Energía. Saldrá para comentarios con plazo de 15 días.
2	Estudio temas de la Resolución CREG-169-2011. Conexiones a SNT´s.	La CREG tiene previsto dar inicio, entre finales de enero y mediados de febrero de 2017, al proceso para contratar consultor para la revisión y análisis de lo previsto en (i) la Resolución CREG 169 de 2011 y (ii) las recomendaciones del estudio realizado por el CNOGas el cual fue entregado a la CREG mediante la comunicación CNOGas-054-2015 de 14 de abril de 2015. En sesiones con la CREG y su consultor el 27 de junio y 10 de julio del presente año el Consejo aclaró aspectos del estudio remitido en 2015 a la CREG. Adicionalmente se remitió, por solicitud de la CREG, información complementaria sobre esquemas de conexiones con accesorios especiales y análisis del porcentaje de imprevistos.	Este tema se revisó con el grupo de DIVISA, consultor de la CREG. Informaron que habían ajustado los costos de las unidades constructivas (error en el precio del dólar). Para la instalación de actuador en unidades constructivas con longitud hasta 2 kms y diámetros menores a 6”, se sujetará a la realización de un análisis de riesgo.(Promigas enviará criterios) y revisará que otra información sería útil

4. ATENDIDO POR LA CREG _En espera

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@11-Octubre-17
1	Protocolo coordinación gas-electricidad. Optimización despacho y redespachos plantas termoeléctricas a gas según condiciones sistema de gas natural.	El CNOGas y el CNOE remitieron a la CREG la comunicación de 19 de octubre de 2015 con los lineamientos analizados de manera conjunta.	No fue revisado en la sesión del 08 de septiembre de 2017, por cuanto la CREG tiene otras prioridades en el sector eléctrico.

4.3. Otros temas de interés.

❑ **Información SARLAFT requerida por FiduDavivienda.** A 30 de septiembre de 2017 se presentan los siguientes pendientes:

- ✓ Información SARLAFT de las empresas (i) Equión y (ii) Gas Natural Fenosa.

❑ **Carta CNOGas No 257-2017 del 18 de septiembre de 2017 dirigida a la UPME.** El CNOGas remitió comunicación a la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, mediante la cual solicita información acerca de parámetros y consideraciones para complementar los criterios que permitan iniciar el proceso de publicación de lista de firmas auditoras, según lo previsto en el Artículo 23. Auditorías, de la Resolución CREG 107-2017.

❑ **Reunión UPME-Consultor.** Ante convocatoria telefónica de la UPME, el Secretario técnico participó en reunión el 21 de septiembre del año en curso con la participación de funcionarios de la UPME y el consultor para la ingeniería conceptual del gasoducto Buenaventura-Yumbo (HNA Ingeniería y Delvasto Echeverría). Se mencionaron aspectos relacionados con calidad del gas, presiones, definición de ruta del ducto, POT, etc. Según información de los funcionarios de la UPME, se tiene previsto el siguiente cronograma preliminar:

- ✓ Entrega por el consultor de la ingeniería conceptual, mediados de diciembre de 2017.
- ✓ Convocatoria para el proceso de construcción del ducto, primer trimestre de 2018.
- ✓ Selección del inversionista, último trimestre de 2018.

CNO-Gas
Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

upme Radicado No: 20171110054932
Destino: 170 SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS - Rem: CNO-GAS CNO-GAS CN
Folios: 1 Anexos: Copias: 0
2017-09-18 15:41 Cód veri: 7b36

Bogotá D.C., 18 de septiembre de 2017 **CNOGas-257-2017**

Doctor
Ricardo Humberto Ramirez Carrero
Director General (E)
Unidad de Planeación Minero Energética- UPME
Ciudad.

Asunto: Responsabilidades CNOGas Artículo 23. Auditoría, Resolución CREG 107 de 2017.

Respetado doctor

De acuerdo con lo previsto en el Artículo 23. Auditoría, de 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", que en algunos de sus apartes establece: "*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 elaboradas 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…(…)…*", nos permitimos solicitar la información a cargo de la UPME descrita en este párrafo.

En el parágrafo del mencionado Artículo 23, la CREG estableció 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"* y considerando que la Resolución CREG 107 de 2017 fue publicada en el Diario Oficial No 50353 del 11 de septiembre de 2017, el plazo para publicar el listado por el CNOGas vence el 11 de diciembre del presente año.

Con el propósito de dar cumplimiento a la tarea asignada por la CREG y considerando que el tiempo para desarrollar todo el proceso que culmine con la publicación del listado de firmas auditoras en la página web del CNOGas es escaso, situación que fue expuesta en diferentes reuniones a la CREG, agradecemos a la UPME la entrega de la información a la mayor brevedad posible a fin de dar inicio al proceso asignado al CNOGas.

Agradeciendo su atención.

Saludos

FREDI ENRIQUE LOPEZ SIERRA
Secretario Técnico del CNOGas

Copia: Germán Castro Ferreira- Director Ejecutivo-CREG
Hernán Molina... Experto Comisionado-CREG
Miembros CNOGas

❑ **Reunión CACSSE No 131, 09 de octubre de 2017**. A través de la UPME el Ministerio de Minas y Energía, MM&E, convocó para el lunes 09 de octubre del año en curso sesión CACSSE No 131 con invitación al CNOGas. En la misma el CNOGas realizó presentación con el siguiente contenido: (i) Consumo de gas de generadores térmicos de la Costa e Interior del país para el período enero-junio de 2017, (ii) Suministro de GNL por la planta de regasificación para el período enero-junio de 2017, (iii) Programa de mantenimientos registrados en el SIMI para el período octubre 2017 a marzo 2018, los más relevantes y (iv) Estado de temas propuestos a la CREG.

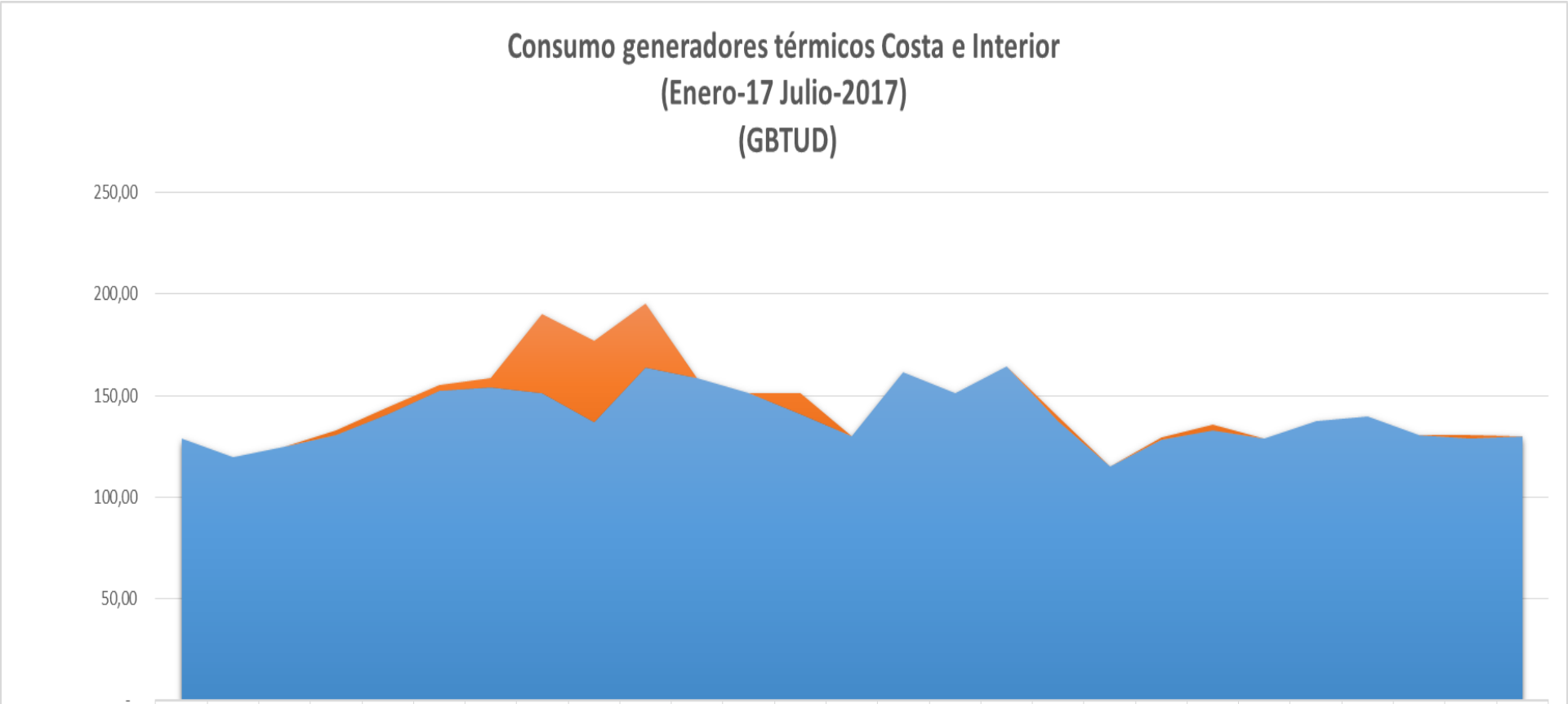
CACSSE No 131

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL, CNOGas.

Bogotá D.C., 09 de octubre de 2017

CONSUMO DE GAS NATURAL GENERACIÓN TÉRMICA COSTA E INTERIOR

Consumo Termoeléctrico Costa e Interior_Agregado

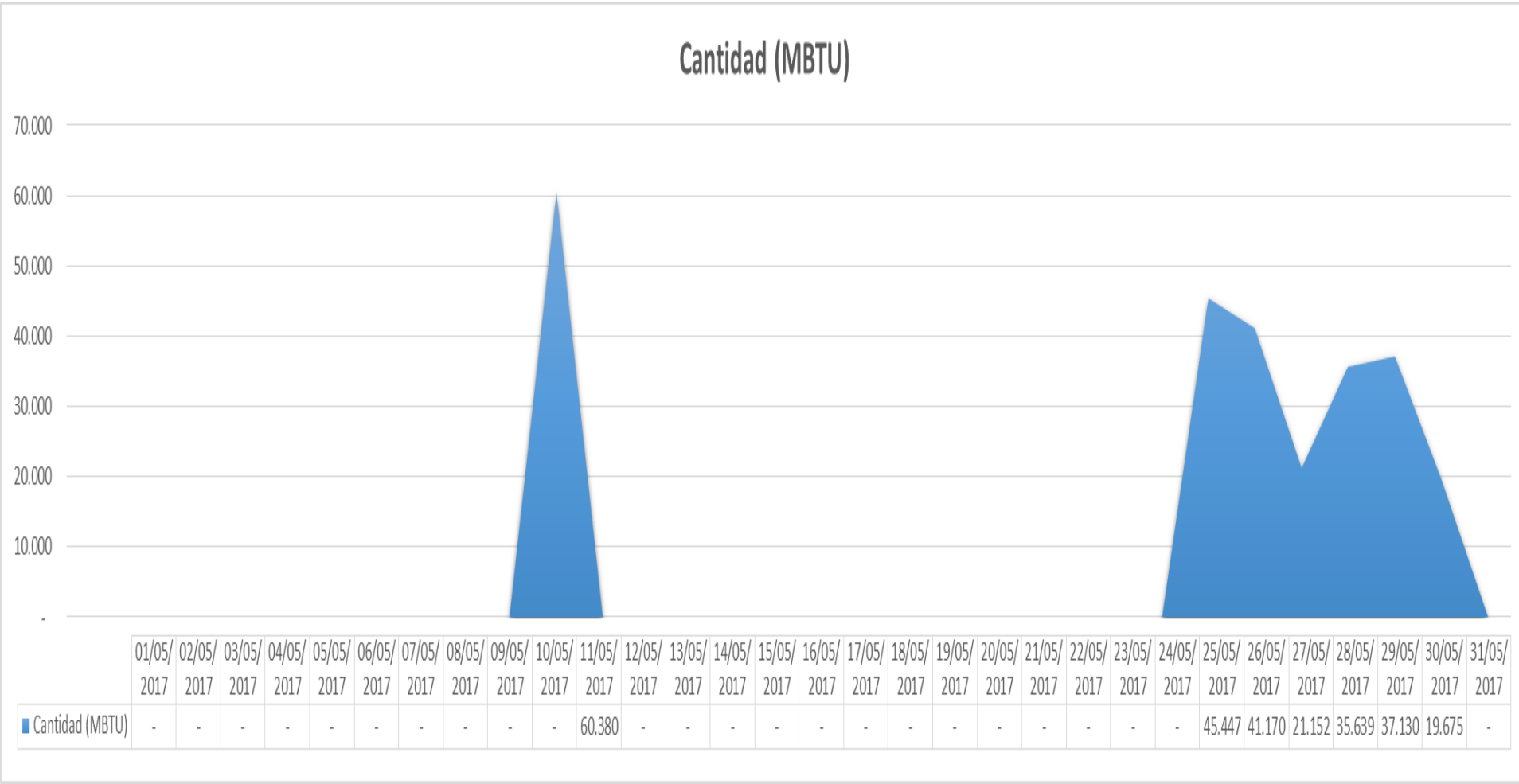


	27-dic-16 - 02-Ene-17	03-09-Ene-17	10-16-Ene-17	17-23-Ene-17	24-30-Ene-17	31-Ene-06-Feb-17	07-13-Feb-17	14-20-Feb-17	21-27-Feb-17	28-Feb-06-Mar-17	07-13-Mar-17	14-19-Mar-17	20-26-Mar-17	28-Mar-03-Abr-17	04-10-Abr-17	11-17-Abr-17	18-24-Abr-17	25-Abr-01-May-17	02-08-May-17	09-15-May-17	16-22-May-17	23-29-May-17	30-May-05-Jun-17	06-12-Jun-17	13-19-Jun-17	20-26-Jun-17	27-Jun-03-Jul-17
INTERIOR	0,00	0,00	0,00	2,09	3,21	3,12	4,86	38,78	40,24	31,78	0,00	0,00	10,27	0,37	0,00	0,00	0,00	1,81	0,00	0,79	3,13	0,00	0,00	0,44	0,00	1,87	0,00
COSTA (GBTUD)	128,7	119,8	124,8	130,6	141,0	152,0	153,8	151,2	136,9	163,6	158,6	151,3	140,9	129,7	161,30	151,44	164,39	137,70	115,24	128,49	132,62	128,81	137,52	139,48	130,49	128,66	129,70

- La disminución en la demanda térmica ocasiona que en los campos de la Guajira, Cusiana, Cupiagua, La Creciente y los campos de Canacol Energy se presenten excedentes de gas no consumido.

Fuente: XM_Telec. semanales

Cantidad de GNL suministrado por la planta de regasificación_Agregado (Enero-Junio de 2017)



	01/05/2017	02/05/2017	03/05/2017	04/05/2017	05/05/2017	06/05/2017	07/05/2017	08/05/2017	09/05/2017	10/05/2017	11/05/2017	12/05/2017	13/05/2017	14/05/2017	15/05/2017	16/05/2017	17/05/2017	18/05/2017	19/05/2017	20/05/2017	21/05/2017	22/05/2017	23/05/2017	24/05/2017	25/05/2017	26/05/2017	27/05/2017	28/05/2017	29/05/2017	30/05/2017	31/05/2017
Cantidad (MBTU)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60.380	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45.447	41.170	21.152	35.639	37.130	19.675	-

- Gas natural inyectado al SNT de Promigas para atender demanda de los generadores del Grupo Térmico. Chevron realizó mantenimiento para el período 24-26 de mayo de 2017.

Fuente: Calamarí

MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS SECTOR GAS NATURAL.

Mantenimientos programados SIMI_Octubre de 2017-Marzo de 2018

MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS EN EL SIMI, SECTOR GAS

PERÍODO: **OCTUBRE 2017 - MARZO 2018**

AGENTE	FECHA PROGRAMADA		RESTRICCIÓN MAYOR IMPACTO (MPCD)	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MANTTO	COMENTARIOS
	INICIO	FINALIZACIÓN			
Hocol	10-oct-17	10-oct-17	5	Mantenimiento instalaciones campos Bonga y Mamey, planta de deshidratación del gas.	Disponibilidad de gas de 30 MPCD. Trabajos con duración de 4 horas.
Chevron	15-oct-17	16-oct-17	35	Mantenimiento instalaciones plataforma Chuchupa B, campos de La Guajira.	Disponibilidad de gas de 251,3 MPCD.
Promioriente	10-oct-17	28-oct-17	7,3	Prueba hidrostática gasoducto Barrancabermeja-Payoa-Bucaramanga.	Disponibilidad de transporte de 30 MPCD. Sin afectación a producción del campo Gibraltar.
Promigas	23-oct-17	27-oct-17	10	Mantenimiento estación compresora Filadelfia.	Disponibilidad de transporte de 121 MPCD.
Ecopetrol	26-oct-17	28-oct-17	2,5	Mantenimiento instalaciones campo Oripaya.	Disponibilidad de gas de 0 MPCD. Afectación a sector no regulado en Cúcuta. Distribuidor revisa mecanismos de atención.
Promioriente	04-nov-17	22-nov-17	7,3	Prueba hidrostática gasoducto Barrancabermeja-Payoa-Bucaramanga.	Disponibilidad de transporte de 30 MPCD. Sin afectación a producción del campo Gibraltar.
Chevron	16-nov-17	17-nov-17	127,8	Mantenimiento instalaciones campos de La Guajira.	Fecha Inicial 2017-11-16 16:00 Fecha Final 2017-11-17 07:59 Capacidad Disponible 160 Capacidad Restringida 127.8. Fecha inicial 2017-11-17 08:00 Fecha final 2017-11-17 15:59 Capacidad Disponible 232.4 Capacidad Restringida 55.4. El COMI recomendó realizar balance oferta-demanda para determinar acciones operativas.
Ecopetrol	18-nov-17	18-nov-17	19	Mantenimiento instalaciones campo Gibraltar.	Disponibilidad de gas 19 MPCD. Uso de gas de otras fuentes.
Promigas	20-nov-17	25-nov-17	12	Mantenimiento estación compresaora Sahagún.	Disponibilidad de transporte de 60 MPCD.
Ecopetrol	29-nov-17	29-nov-17	70	Mantenimiento instalaciones campo Cusiana.	Disponibilidad de gas de 200 MPCD. Respaldo gas Cupiagua.
Promioriente	29-nov-17	21-dic-17	7,3	Prueba hidrostática gasoducto Barrancabermeja-Payoa-Bucaramanga.	Disponibilidad de transporte de 30 MPCD. Sin afectación a producción del campo Gibraltar.
Ecopetrol	03-dic-17	03-dic-17	70	Mantenimiento instalaciones campo Cusiana.	Disponibilidad de gas de 200 MPCD. Respaldo gas Cupiagua.
Ecopetrol	10-dic-17	10-dic-17	70	Mantenimiento instalaciones campo Cusiana.	Disponibilidad de gas de 200 MPCD. Respaldo gas Cupiagua.
Ecopetrol	17-dic-17	17-dic-17	19	Mantenimiento instalaciones campo Gibraltar.	Disponibilidad de gas 19 MPCD. Uso de gas de otras fuentes.

- Según lo previsto en la Resolución CREG 147 de 2015, en sesiones COMI´s se realizarán las recomendaciones que permitan disminuir el impacto generado por los mantenimientos. Otros mantenimientos en este período no afectan la atención de la demanda.

Fuente: SIMI_@ 06-Octubre-17

Mantenimientos programados SIMI_Octubre de 2017-Marzo de 2018

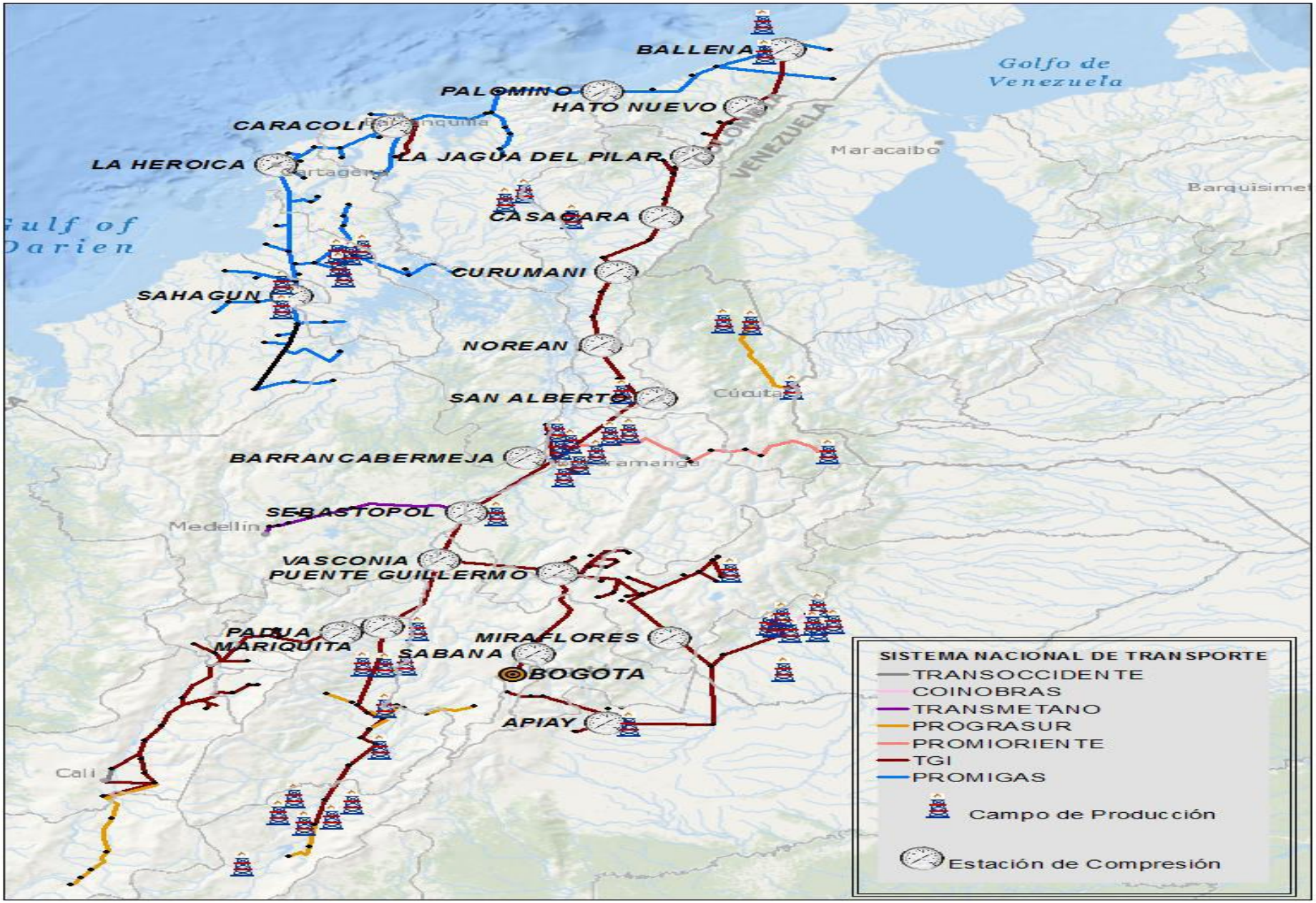
MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS EN EL SIMI, SECTOR GAS

PERÍODO: OCTUBRE 2017 - MARZO 2018

AGENTE	FECHA PROGRAMADA		RESTRICCIÓN MAYOR IMPACTO (MPCD)	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MANTTO	COMENTARIOS
	INICIO	FINALIZACIÓN			
Ecopetrol	09-ene-18	26-ene-18	210	Mantenimiento instalaciones campo Cupiagua.	Disponibilida de gas de 0 MPCD. Se realizará balance de gas.
Petrosud	09-ene-18	19-ene-18	18	Mantenimiento instalaciones campo El Dificil.	Disponibilidad de gas de 0 MPCD.
Chevron	13-ene-18	13-ene-18	138,2	Mantenimiento instalaciones plataforma Chuchupa B, campos de La Guajira.	Disponibilidad de gas de 135,2 MPCD.
Chevron	08-mar-18	09-mar-18	139,4	Mantenimiento instalaciones campos de La Guajira.	Disponibilidad de gas 126,6 MPCD. Un (1) día de mantenimiento.
Ecopetrol	26-mar-18	31-mar-18	270	Mantenimiento instalaciones campo Cusiana.	Disponibilidad de gas 0 MPCD. Se realizará balance de gas.
OBSERVACIÓN: Se presentan otros mantenimientos durante este período que no afectan la atención de la demanda.					

- Según lo previsto en la Resolución CREG 147 de 2015, en sesiones COMI´s se realizarán las recomendaciones que permitan disminuir el impacto generado por los mantenimientos.

Fuente: SIMI_@ 30-Mayo-17


BALLENA
PALOMINO
HATO NUEVO
CARACOLI
LA JAGUA DEL PILAR
LA HEROICA
CASACARA
CURUMANI
SAHAGUN
NOREAN
SAN ALBERTO
BARRANCABERMEJA
SEBASTOPOL
VASCONIA
PUENTE GUILLERMO
PADUA
MARIQUITA
MIRAFLORES
SABANA
BOGOTA
APIAY
Golfo de Venezuela
VENEZUELA
Maracaibo
Barquisimeto
Gulf of Darien
Cartagena
Cúcuta
Bucaramanga
Medellín
Cali
SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE
TRANSOCCIDENTE
COINOBRAS
TRANSMETANO
PROGRASUR
PROMIORIENTE
TGI
PROMIGAS
Campo de Producción
Estación de Compresión

TEMAS GESTIONADOS CNOGas.

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

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@30-Septiembre-17
1	Resolución CREG 088 de 2015. Desbalances acumulados iguales o mayores al 5%.	La CREG publicó el 14 de junio de 2016 el proyecto de Resolución CREG-066B-2016 para comentarios. El plazo venció el 28 de junio de 2016. El Ministerio de Minas y Energía remitió a la CREG comunicación No 2016-081233 de 01 de diciembre de 2016 solicitando apoyo y celeridad a este tema.	La CREG manifestó que están trabajando en este tema. Estiman que hacia finales de septiembre - mediados de octubre se cuente con la resolución definitiva.
2	Protocolo 001 de 2015, Resolución CREG-088 de 2015. Estabilidad operativa SNT´s.	La CREG publicó el 27 de diciembre de 2016 el proyecto de Resolución CREG-239-2016 para comentarios. El plazo venció el 28 de enero de 2017.	La CREG manifestó que sobre este tema se encuentran bastante avanzados y que en próximos días La presentarán en Comité CREG (Ministro de Minas y Energía, Superintendencias, otros entes). Estiman que para finales de septiembre – inicios de octubre se cuente con la resolución definitiva.

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@30-Septiembre-17
3	Modificación parcial Resolución CREG-115-2013. Funciones COMI.	La CREG publicó el 14 de diciembre de 2016 el proyecto de Resolución CREG-189-2016 para comentarios. El plazo venció el 28-dic-16. La CREG realizó consulta mediante comunicación S-2017-000224 de 25 de enero de 2017 sobre inclusión definiciones en la resolución, la cual fue atendida por el CNOGas mediante respuesta en comunicación CNOGas-090-2017 de 06 de marzo de 2017.	La CREG manifestó que la resolución definitiva está pendiente de la firma del Ministro de Minas y Energía.
4	Protocolo 002 de 2015, modificación parcial de la Resolución CREG-071-1999 (RUT). Intercambiabilidad de gases.	La CREG publicó el 11 de noviembre de 2016 el proyecto de Resolución CREG 172-2016 para comentarios. El plazo venció el 05 de diciembre de 2016. El CNOGas remitió recomendaciones mediante comunicación CNOGas-062-2017 de 31 de enero de 2017 para complementar el proyecto de Resolución CREG 172-2016. La CREG solicitó aclaraciones mediante comunicación S-2017-002249 de 15 de mayo de 2017, la cual fue atendida por el CNOGas mediante respuesta en comunicación CNOGas-204-2017 de 06 de julio de 2017.	La CREG informó que está pendiente revisión en Comité CREG (Ministro de Minas y Energía, Superintendencias, otros entes). Surtido este paso, se remite al MM&E para firma del Ministro y publicación de la resolución definitiva. Estiman que en el presente mes de septiembre se cumplan estos hitos.
5	Actividades CNOGas open SEASON (Resol. CREG 037-2016	El CNOGas remitió a la CREG la comunicación CNOGas-001-2017 de 04 de enero de 2017 en respuesta a solicitud de la CREG (temas de las Resoluciones CREG 037 y 038-2016).	La CREG manifestó que todavía estaba en estudio este tema. Consideran que demoran alrededor de 2 meses para publicar la resolución definitiva. Manifestaron que se tuvieron en cuenta los comentarios del CNOGas.

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@30-Septiembre-17
6	Protocolo Operativo según Decreto 2345 de 2015. Asignación de gas demanda esencial.	La CREG remitió comunicación al MME con copia al CNOGAS solicitando aclaraciones. El MME dio respuesta a la comunicación de la CREG (Radicado 2017018930 de 23 de marzo de 2017) indicando que ambas entidades (MME y CREG) no tienen facultades para intervenir en los contratos suscritos entre los agentes. El pasado 26 de mayo de 2017, la CREG publicó para comentarios el proyecto de Resolución CREG-043-2017 que establece un protocolo para la atención de la demanda esencial según lo previsto en el parágrafo 1 del artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015. Mediante comunicación CNOGas-231-2017 de 03 de agosto de 2017 remitida a la CREG el Consejo se pronunció sobre el proyecto de Resolución CREG-043-2017.	Se le explica a la CREG los inconvenientes que presenta la aplicación de lo previsto en el proyecto de Resolución CREG043-2017. Se acuerda que el Secretario técnico gestione nueva reunión con el MM&E para revisión conjunta CREG-CNOGas-MM&E. La CREG solicita al CNOGas presentar propuesta. El 26 de septiembre del presente año el Secretario técnico realizó la gestión con el Dr. Carlos D. Beltrán quien manifestó que me indicaría la fecha para realización de una reunión previa, CNOGas-MM&E sin la presencia de la CREG, para entender en primera instancia la problemática presentada.

2. ATENDIDO POR LA CREG_Resoluciones en firme publicadas.

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@30-Septiembre-17
1	Aspectos generales Resolución CREG-147-2015. Mantenimientos sector gas.	La CREG publicó el 19 de diciembre de 2016 el proyecto de Resolución CREG-190-2016 para comentarios. El plazo venció el 02-ene-17. La CREG realizó consulta telefónica relacionada con el plazo para informar los comercializadores a los usuarios no regulados sobre los mantenimientos programados en el SIMI	**La CREG informó que publicó la Resolución CREG057-2017 del 18 de julio de 2017.**
2	Actividades CNOGas convocatorias y open SEASON (Resol. CREG 038 y 090 -2016	El CNOGas remitió a la CREG la comunicación CNOGas-001-2017 de 04 de enero de 2017 en respuesta a solicitud de la CREG (temas de las Resoluciones CREG 037 y 038-2016).	**La CREG informó que publicó la Resolución CREG107-2017 del 24 de julio de 2017, publicada el 08 de septiembre de 2017.**

3. ATENDIDO POR LA CREG_En estudio.

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@30-Septiembre-17
1	Protocolo operativo de medición, modificación parcial del RUT. NTC 6167	El CNOGas remitió a la CREG la comunicación CNOGas-282-2016 de 13 de diciembre de 2016 en respuesta a solicitud de la CREG No S-2016-005999 de 8 de septiembre de 2016. La CREG solicitó en comunicación No S-2017-001055 de 13 de marzo de 2017 nuevas aclaraciones a lo manifestado por el CNOGas en su comunicación CNOGas-282-2016, la cual fue atendida por el CNOGas mediante respuesta en comunicación CNOGas-174-2017 de 19 de mayo de 2017. El comité técnico del CNOGas a cargo de este tema autorizó a John Velosa de TGI a brindar algunas aclaraciones al Asesor CREG Libardo Acero sobre aspectos generales de las recomendaciones remitidas por el CNOGas para modificación parcial del RUT en temas de medición.	La CREG manifestó que este tema surtió todos los trámites en comités y que el proyecto de resolución está pendiente de la firma del Ministro de Minas y Energía. Saldrá para comentarios con plazo de 15 días.
2	Estudio temas de la Resolución CREG-169-2011. Conexiones a SNT´s.	La CREG tiene previsto dar inicio, entre finales de enero y mediados de febrero de 2017, al proceso para contratar consultor para la revisión y análisis de lo previsto en (i) la Resolución CREG 169 de 2011 y (ii) las recomendaciones del estudio realizado por el CNOGas el cual fue entregado a la CREG mediante la comunicación CNOGas-054-2015 de 14 de abril de 2015. En sesiones con la CREG y su consultor el 27 de junio y 10 de julio del presente año el Consejo aclaró aspectos del estudio remitido en 2015 a la CREG. Adicionalmente se remitió, por solicitud de la CREG, información complementaria sobre esquemas de conexiones con accesorios especiales y análisis del porcentaje de imprevistos.	Este tema se revisó con el grupo de DIVISA, consultor de la CREG. Informaron que habían ajustado los costos de las unidades constructivas (error en el precio del dólar). Para la instalación de actuador en unidades constructivas con longitud hasta 2 kms y diámetros menores a 6”, se sujetará a la realización de un análisis de riesgo.(Promigas enviará criterios) y revisará que otra información sería útil

4. ATENDIDO POR LA CREG _En espera

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@30-Septiembre-17
1	Protocolo coordinación gas-electricidad. Optimización despacho y redespachos plantas termoeléctricas a gas según condiciones sistema de gas natural.	El CNOGas y el CNOE remitieron a la CREG la comunicación de 19 de octubre de 2015 con los lineamientos analizados de manera conjunta.	No fue revisado en la sesión del 08 de septiembre de 2017, por cuanto la CREG tiene otras prioridades en el sector eléctrico.

5. TEMAS PARA APROBACIÓN

5.1. Proyecto de presupuesto CNOGas_2018.

Comentarios generales. A continuación se presentan algunas consideraciones y supuestos tenidos en cuenta para la elaboración del proyecto de presupuesto del CNOGas para el año 2018.

- El proyecto de presupuesto 2018 se basa en la proyección a diciembre de la ejecución presupuestal del año 2017.
- Índice de Precios al Consumidor (IPC) para el año 2018: 5% (supuesto).
- Salario Mínimo Legal Mensual Vigente (SMLMV) para el año 2018: 6% (supuesto).
- Escenarios para definir el aporte de las empresas miembros del CNOGas basados en la actual reglamentación de conformación del CNOGas, Resolución UMPE No 198 de 28 de abril de 2017 (15 empresas).
- El proyecto de presupuesto 2018 incluye el efecto generado por el incremento de la comisión fiduciaria propuesto por FiduDavivienda a 2,5 SMLMV + IVA, sin cobro de comisión por nuevos contratos.
- No se considera el efecto de la probable publicación en firme del proyecto de Decreto del Ministerio de Minas y Energía de febrero de 2016 “Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en relación con la conformación del Consejo Nacional de Operación de Gas, CNO” (de 15 empresas pasarían a 12).

- Esquema de pagos del aporte_2018 de cada miembro del Consejo, según fecha de inicio de la composición del CNOGas para el año 2018 publicado en la respectiva Resolución de la UPME (30 de abril de cada año).

- Con el propósito de mejorar la ejecución presupuestal y su seguimiento, algunas cuentas fueron reclasificadas considerando que las mismas se afectan por el IVA y otras renombradas por cambios en la concepción de las mismas. Estos ajustes no representan impacto ni afectación alguna al presupuesto. A continuación el listado de las cuentas:

ITEM	DESCRIPCIÓN CUENTA	RECLASIFICACIÓN		ACCIÓN TOMADA		COMENTARIOS
		IVA	RENOMBRE	RECLASIFICACIÓN DEL IVA	RENOMBRE	
1	Televisión y telefonía fija	x		Discriminación del IVA		Se adicionó a la cuenta de internet
2	Comisión fiduciaria	x		Discriminación del IVA		
3	Costos funcionamiento (50%) Comité Coord. Gas Electricidad		x		Herramienta reuniones virtuales	Cancelación línea 01-8000 conllevó a cesar la participación del CNOE.

Proyección ejecución presupuestal 2017.

	DESCRIPCION		PRESUPUESTO 2017 EJECUCIÓN A SEPTIEMBRE	PRESUPUESTO 2017 PROYECCIÓN OCT -DIC	TOTAL PRESUPUESTO 2017 A DIC	VARIACIÓN (%)
A.	GASTOS GENERALES					
	Subtotal gastos generales	PRESUPUESTO	99.265.035	43.026.683	142.291.718	-7,41%
		EJECUCIÓN/PROYECCIÓN	90.714.113	41.029.951	131.744.064	
B.	HONORARIOS					
	Subtotal honorarios	PRESUPUESTO	289.353.392	136.540.803	425.894.195	10,47%
		EJECUCIÓN/PROYECCIÓN	309.154.462	161.310.526	470.464.988	
C.	IVA - OTROS GASTOS					
	Subtotal IVA y otros	PRESUPUESTO	65.308.524	29.775.802	95.084.326	-2,04%
		EJECUCIÓN/PROYECCIÓN	61.816.339	31.325.923	93.142.262	
	TOTAL	PRESUPUESTO	453.926.952	209.343.288	663.270.239	4,84%
		EJECUCIÓN/PROYECCIÓN	461.684.914	233.666.400	695.351.314	

Comentarios generales

- La mayor ejecución proyectada en el rubro de Honorarios se genera por el pago del valor del estudio contratado con el CDT del Gas para el proceso de DPHC ($77.969.788 incluido IVA).
- El valor correspondiente a la ejecución total pronosticada para el año 2017 es mayor en 4,84% ($32.081.075) que el valor presupuestado, incremento menor al IPC de dicho año (5,75%).

Proyecto de presupuesto 2018.

PROYECTO PRESUPUESTO_2018 - EJECUTADO A SEPT-17 y PROYECTADO DIC-17

	DESCRIPCION		PRESUPUESTO 2017 EJECUCIÓN A SEPTIEMBRE	PRESUPUESTO 2017 PROYECCIÓN OCT -DIC	TOTAL PRESUPUESTO 2017 A DIC-17	PROYECTO PRESUPUESTO 2018	VARIACIÓN (%) (2018-2017)
A.	GASTOS GENERALES						
	Subtotal gastos generales	PRESUPUESTO	99.265.035	43.026.683	142.291.718	139.826.369	-1,73%
		EJECUCIÓN/PROYECCIÓN	90.714.113	41.029.951	131.744.064	0	6,13%
B.	HONORARIOS						
	Subtotal honorarios	PRESUPUESTO	289.353.392	136.540.803	425.894.195	446.142.753	4,75%
		EJECUCIÓN/PROYECCIÓN	309.154.462	161.310.526	470.464.988	0	-5,17%
C.	IVA - OTROS GASTOS						
	Subtotal IVA y otros	PRESUPUESTO	65.308.524	29.775.802	95.084.326	102.988.813	8,31%
		EJECUCIÓN/PROYECCIÓN	61.816.339	31.325.923	93.142.262	0	10,57%
	TOTAL	PRESUPUESTO	453.926.952	209.343.288	663.270.239	688.957.935	3,87%
		EJECUCIÓN/PROYECCIÓN	461.684.914	233.666.400	695.351.314	0	-0,92%

Comentarios generales

- Los incrementos proyectados se generan por (i) Gastos generales (6,13%), propuesta de incremento de la comisión fiduciaria mensual por FiduDavivienda de 1,5 SMLMV+IVA a 2,5 SMLMV+IVA e (ii) IVA e imprevistos (8,31%-10,57%), reclasificación de IVA´s.
- Para Estudios-Honorarios-Gastos se mantiene el valor presupuestado históricamente de COP$26.000.000. En Imprevisto el valor presupuestado es de $9.000.000.

Cuentas contables con incrementos mayores al IPC supuesto (5%).

	DESCRIPCION		TOTAL PRESUPUESTO 2017 Ejecutado Sept - Proyectado a Dic	PROYECTO PRESUPUESTO 2018	VARIACIÓN (%) (2018-2017)
A.	**GASTOS GENERALES**				
A.1	Alquiler y admón oficina	PRESUPUESTO	46.898.367	49.320.061	5,16%
		EJECUCIÓN/PROYECCIÓN	46.093.515		7,00%
A.6	Gastos de viaje	PRESUPUESTO	8.300.834	8.300.834	0,00%
		EJECUCIÓN/PROYECCIÓN	4.837.357		71,60%
A.12	Comisión fiduciaria	PRESUPUESTO	16.057.247	21.113.432	31,49%
		EJECUCIÓN/PROYECCIÓN	17.118.719		23,34%
A.15	Transportes (taxis, buses)	PRESUPUESTO	244.787	244.787	0,00%
		EJECUCIÓN/PROYECCIÓN	138.800		76,36%
A.16	Elementos de oficina	PRESUPUESTO	3.030.892	3.312.384	9,29%
		EJECUCIÓN/PROYECCIÓN	3.154.651		5,00%
C.	**IVA - OTROS GASTOS**				
C.1.	IVA, 19%	PRESUPUESTO	86.653.514	93.988.813	8,47%
		EJECUCIÓN/PROYECCIÓN	93.142.262		0,91%
C.3	Imprevistos (balance)	PRESUPUESTO	8.430.812	9.000.000	6,75%
		EJECUCIÓN/PROYECCIÓN	0		0

Comentarios generales

- Alquiler y admón Oficina. Incremento contractual IPC+2 puntos.
- Gastos de viaje. Se tomó el valor presupuestado en 2017. Menor ejecución proyectada por no participación en algunos Congresos.
- Comisión fiduciaria. Incremento se genera por aumento en la comisión mensual de 1,5 SMLMV a 2,5 SMLMV.
- Transporte (taxis, buses). Se tomó el valor presupuestado en 2017 sin IPC.
- Elementos de oficina. Se tomó el valor proyectado a diciembre de 2017 + IPC.
- IVA-Otros gastos. Reclasificación de cuentas.

Las cuentas contables asociadas con el literal B. HONORARIOS NO se incrementaron en porcentajes superiores al IPC (5%) y SMLMV (6%) supuestos.

Excedente proyectado presupuesto 2017.

DESCRIPCIÓN	PRESUPUESTO ANUAL 2017	ACUMULADO DICIEMBRE 2017	COMENTARIOS
PRESUPUESTO AÑO 2017	$ 663.270.240		
APORTES MIEMBRO - ENE-SEPTIEMBRE		$ 663.270.240	
EXCEDENTE DEL 2016 PARA APLICAR PPTO 2017	58.803.090	$ 58.803.090	
EXCEDENTE DEL 2016 PARA EL ESTUDIO DPHC	58.000.000	$ 58.000.000	
RENDIMIENTOS		$ 11.778.113	
REINTEGRO DEL CNOELECTRICO 50% FACTURA UNE		$ 774.302	
TOTAL INGRESOS CNOGas 2017	**780.073.330**	**$ 792.625.745**	

Presupuesto proyectado a diciembre 2017 (gastos)	**$ 695.351.314**
Faltante para estudio DPCH	**$ 49.409.788**
Excedente proyectado presupuesto 2017	**$ 47.864.642**

Nota: El excedente proyectado a diciembre de 2017 puede variar de acuerdo con la ejecución proyectada del trimestre octubre-diciembre de 2017.

Aportes miembros CNOGas 2018.

APORTES MIEMBROS CONSEJO_AÑO 2018

Excedente proyectado año 2017	**$ 47.864.642**				
ESTIMACIÓN APORTES 15 MIEMBROS CNOGas_2018				**CUOTA 2017**	**$ 44.218.016**
	Esc. 1	**Esc. 2**	**Esc. 3**	**Esc. 4**	**Esc. 5**
Aplicación del excedente 2017 (%)	100%	80%	70%	50%	0%
Proyecto Presupuesto 2018	$ 688.957.935	$ 688.957.935	$ 688.957.935	$ 688.957.935	$ 688.957.935
Excedente proyectado 2017	$ 47.864.642	$ 38.291.714	$ 33.505.250	$ 23.932.321	$ -
Presupuesto neto proyectado 2018	$ 641.093.293	$ 650.666.221	$ 655.452.685	$ 665.025.614	$ 688.957.935
Aporte 2018_15 miembros	**$ 42.739.553**	**$ 43.377.748**	**$ 43.696.846**	**$ 44.335.041**	**$ 45.930.529**
Incremento porcentual aporte	-3,34%	-1,90%	-1,18%	0,26%	3,87%
Reserva 2018	**$ 0**	**$ 9.572.928**	**$ 14.359.393**	**$ 23.932.321**	**$ 47.864.642**

Recomendaciones

- **Aporte miembros CNOGas_2018.** Se recomienda aprobar un aporte de $45.903.529 correspondiente al escenario 5, con un incremento menor al IPC estimado para el 2018 y que además permitirá disponer de reserva en el 2018 de $47.864.642 para eventuales contingencias.
- **Esquema de pagos.** Se recomienda un esquema de pagos que cubra eventuales cambios en la composición del CNOGas (empresas actuales que salgan del CNOGas a partir del 30 de abril de 2018, manteniendo los 15 miembros):
  - ✓ $15.310.176 como aporte que cubra el período enero-abril de 2018, facturables en enero de 2018.
  - ✓ $30.620.353 como aporte que cubra el período mayo-diciembre de 2018, facturables en mayo de 2018.
- De publicarse en firme el Decreto del Ministerio de Minas y Energía modificando el número de empresas miembros del CNOGas de 15 a 12, se ajustará la cuota de aporte y se procederá a facturar la suma faltante a los 12 miembros.

5.2. Incremento comisión fiduciaria_FiduDavivienda.

Comentarios generales. FiduDavivienda informó al Secretario técnico del CNOGas acerca de la necesidad de ajustar la comisión fiduciaria establecida en el contrato suscrito entre las partes, por cuanto en análisis interno realizado evidenciaron un mayor requerimiento de horas-hombre por el incremento de las ordenes de giro. A continuación detalle sobre la pretensión de FiduDavivienda:

- En la sesión del pasado 07 de julio de 2017, FiduDavivienda manifestó que había realizado un análisis de los costos incurridos para atender el contrato con el CNOGas y encontró que el valor de la comisión fiduciaria (1,5 SMMLV+IVA)…COP$1.316.825 en 2017) no representa el esfuerzo requerido por el personal asignado. Por lo anterior manifestaron que dentro del plazo previsto en el contrato fiduciario notificarán al CNOGas acerca de su interés de revisar este aspecto.

- El plazo del contrato actual vence el 30 de marzo de 2018 y el aviso para no prorrogar el contrato deberá darse con antelación mínima de (30) treinta días.

- Mediante comunicación con radicado 075951 del 31 de julio de 2017, FiduDavivienda plantea la necesidad de incrementar la comisión del contrato fiduciario a 2,5 SMMLV y eliminar el cobro de las comisiones por la elaboración y celebración de contratos equivalente a medio (1/2) SMMLV.

- En comunicación CNOGas No 230-2017 del 01 de agosto de 2017 se precisaron algunos aspectos descritos en la comunicación de FiduDavivienda del 31 de julio de 2017.

- En la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 135 realizada el 10 de agosto del año en curso el Consejo aprobó revisar este asunto y disponer de al menos tres (3) ofertas no vinculantes que indicaran las características del servicio de un contrato fiduciario y particularmente el costo mensual de la comisión fiduciaria.

- El Secretario técnico solicitó el pasado 01 de septiembre del presente año ofertas no vinculantes a las Fiduciarias: (i) Alianza Fiduciaria,, (ii) Popular, (iii) Central y (iv) Bancolombia.

En la tabla a continuación se observan las condiciones generales de las ofertas económicas no vinculantes de las fiduciarias invitadas:

	DESCRIPCIÓN DE LOS SERVICIOS			
	Contratar los servicios fiduciarios para administración y pagos			
PROVEEDORES	**Alianza Fiduciaria**	**Fiduciaria Popular**	**Fiduciaria Central**	**Fiduciaria Bancolombia**
Valor estructuración del Fideicomiso	COP$1.000.000	COP$1.500.000 + IVA (COP$1.785.000)	COP$3.000.000 + IVA (COP$3.570.000)	No presentó oferta económica (En sus políticas no consideran la suscripción de contratos a nombre del CNOGas).
Valor comisión (Mensual)	4 SMLMV + IVA (COP$3.722.225)	2,5 SMLMV + IVA (COP$1.954.950)	5 SMLMV + IVA (COP$4.652.781)	
Valor comisión por giros (pagos)	COP$10.000 (A partir del giro 31)	COP$28.000 (A partir del giro 31)	COP$30.000 (A partir del giro 15)	
Valor comisión por suscripción de poderes, Otrosíes u otros documentos legales	0,5 SMLMV + IVA (COP$465.278)	0,5 SMLMV + IVA (COP$465.278)	1 SMLMV + IVA (COP$930.556) (A partir del 4° documento)	
Comisión por operación cambiaria (pago en moneda extranjera)	2,5 SMLMV (COP$1.954.950)	No cotizado	No cotizado	
Vigencia oferta	60 días calendario a partir del 11-sept-17.	90 días calendario a partir del 15-sept-17	30 días calendario a partir del 14-sept-17	
Cesión contrato fiduciario suscrito por la fiducia	N.A.	N.A.	10 SMLMV + IVA	
Asistencia a reuniones y actuaciones judiciales	N.A.	N.A.	Ofrecen tarifas horas-hombre, dependiendo del cargo. (Se cobra previo acuerdo con CNOGas. No brindan el soporte de no haber acuerdo)	

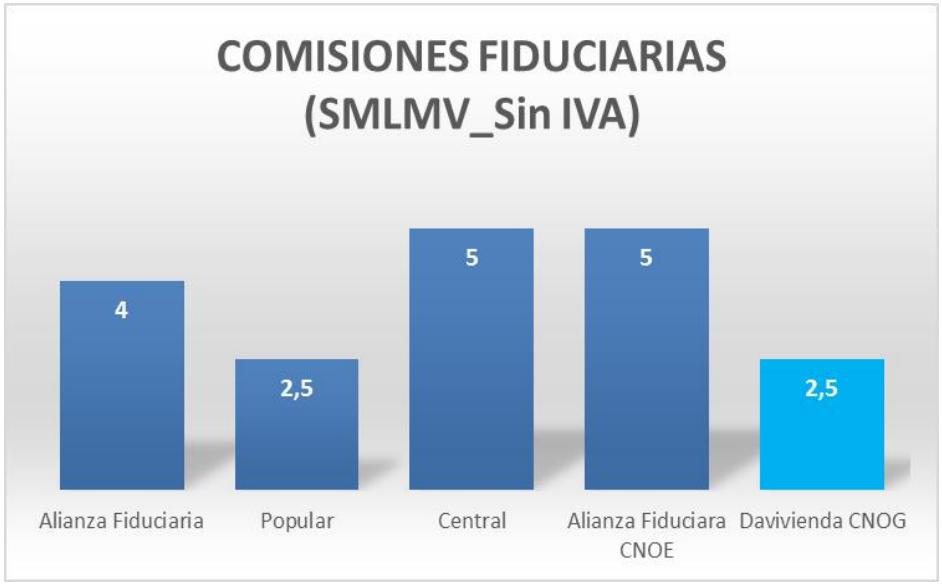
- Los valores en COP$ de las comisiones expresadas en SMLMV se determinaron utilizando el supuesto de incremento del SMLMV para el año 2018 del 6% y el SMLMV 2017: COP$737.717.

	DESCRIPCIÓN DE LOS SERVICIOS				
	Contratar los servicios fiduciarios para administración y pagos				
PROVEEDORES	**Alianza Fiduciaria**	**Fiduciaria Popular**	**Fiduciaria Central**	**Fiduciaria Davivienda**	
	Año 2018			**Hasta marzo 2018**	**A partir de abril 2018**
Valor estructuración del Fideicomiso	COP$1.000.000	COP$1.500.000 + IVA (COP$1.785.000)	COP$3.000.000 + IVA (COP$3.570.000)	COP$0	COP$0
Valor comisión (Mensual)	4 SMLMV + IVA (COP$3.722.225)	2,5 SMLMV + IVA (COP$2.326.391)	5 SMLMV + IVA (COP$4.652.781)	1,5 SMLMV + IVA (COP$1.395.834) (Ene-Mar-2018)	2,5 SMLMV + IVA (COP$2.326.391) (Abr-Dic-2018)
Valor comisión por giros (pagos)	COP$10.000	COP$28.000	COP$30.000	COP$15.000 (A partir del giro 21)	
Valor comisión por suscripción de poderes, Otrosíes u otros documentos legales – Nuevos contratos	0,5 SMLMV + IVA (COP$465.278)	0,5 SMLMV + IVA (COP$465.278)	1 SMLMV + IVA (COP$930.556)	0,5 SMLMV + IVA (COP$465.278) (Ene-Mar-2018)	COP$0
Comisión por operación cambiaria (pago en moneda extranjera)	2,5 SMLMV (COP$1.954.950)	N.A.	N.A.	N.A. (Se revisa suscripción otrosí al contrato fiduciario)	
Vigencia oferta-Contrato	60 días calendario	90 días calendario	30 días calendario	Contrato vigente (vence el 30-marzo-18)	

- Los valores en COP$ de las comisiones expresadas en SMLMV se determinaron utilizando el supuesto de incremento del SMLMV para el año 2018 del 6% y el SMLMV 2017: COP$737.717.

Comentarios. La opción más favorable para el CNOGas es la correspondiente a la propuesta por FiduDavivienda por cuanto (i) No considera valor por estructurar el fideicomiso (el contrato está vigente desde 2006), (ii) El valor de la comisión por giros (pagos) es la menor comparada con las ofertadas, (iii) No se generan cobros por contratos, ordenes de trabajo-servicios, etc., según nueva propuesta (2,5 SMLMV).

Estadísticas generales



Reflexiones sobre la información gráfica

- Las ordenes de giro se han incrementado, de manera importante, a partir de 2006, momento de la cesión del contrato fiduciario a FiduDavivienda.
- Los contratos ejecutados por el CNOGas son menores, considerando que la gran mayoría de temas son desarrollados por sus empresas miembros. Los contratos suscritos atienden temas técnico especiales.
- La comisión fiduciaria mensual propuesta al CNOGas por FudiDavivienda para 2018 es la más baja entre los valores comparativos con otras fiducias (Excepto Fidupopular).

- La solicitud de FiduDavivienda para modificar el contrato fiduciario es la siguiente:
  - ✓ Incremento de la comisión fiduciaria mensual por administración del fideicomiso a 2,5 SMLMV + IVA.
  - ✓ No cobrar comisión por la revisión y suscripción de contratos u ordenes de compra/servicios nuevos.

- Las condiciones actuales (2017) del contrato fiduciario son las siguientes:
  - ✓ Vigencia del contrato fiduciario hasta el 30 de marzo de 2018.
  - ✓ Comisión fiduciaria mensual por administración del fideicomiso de 1,5 SMLMV + IVA.
  - ✓ La comisión mensual incluye hasta 20 pagos. Por cada pago adicional $15.000.
  - ✓ Revisión y suscripción de contratos nuevos, 0,5 SMLMV + IVA.

Promedio de contratos suscritos entre 2009 y 2017: 3,56 contratos (aprox. 4 contratos)

SENSIBILIZACIÓN COSTOS COMISIÓN FIDUCIARIA.

A continuación se presenta una sensibilización de los costos de la comisión fiduciaria para 2018, considerando varios escenarios probables de revisión y suscripción de contratos nuevos.

FIDUDAVIVIENDA							
ITEM	AÑO	Comisión fiduciaria mensual+IVA		Contratos anuales		VALOR MENSUAL TOTAL	COMENTARIOS
		SMLMV	COP$$	N° DE CONTRATOS	VALOR_Mensualizado		
Línea base	2018	1,5	1.395.834	1	38.773	1.434.608	Valor comisión y contratos enero a marzo-2018
1	2018	2,5	2.326.391	4	-	2.326.391	Valor propuesto por FiduDavivienda a partir de abril 2018

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL, CNOGas							
ITEM	AÑO	Comisión fiduciaria mensual+IVA		Contratos anuales		VALOR MENSUAL TOTAL	COMENTARIOS
		SMLMV	COP$$	N° DE CONTRATOS	VALOR_Mensualizado		
1	2018	2,0	1.861.112	0	0	1.861.112	Propuestas del CNOGas. Supuesto de incremento del SMLMV para 2018 del 6%. Valor contratos anuales mensualizados. Se incluye el IVA para la comisión y contratos nuevos.
2	2018	2,0	1.861.112	1	38.773	1.899.886	
3	2018	2,0	1.861.112	2	77.546	1.938.659	
4	2018	2,0	1.861.112	3	116.320	1.977.432	
5	2018	2,0	1.861.112	4	155.093	2.016.205	

Comentarios. Se infiere que FiduDavivienda mantiene el valor cobrado por suscripción de contratos nuevos de 0,5 SMLMV + IVA.

Para el caso de suscribirse 4 nuevos contratos (promedio 2009-2017), el valor mensualizado es menor que el propuesto por FiduDavivienda correspondiente a cobrar 2,5 SMLMV +IVA sin cobro por contratos nuevos.

Efecto en proyecto presupuesto 2018_Comisiones fiduciarias 2,5 y 2,0 SMLMV.

PROYECTO DE PRESUPUESTO CNOGas_2018			
DESCRIPCIÓN	PROYECTO PRESUPUESTO_2,5 SMMV + COP$0 POR CONTRATOS NUEVOS	PROYECTO PRESUPUESTO_2,0 SMMV + 4 CONTRATOS NUEVOS	VARIACIÓN(2,5 VS 2,0 SMLMV)
Proyecto presupuesto 2018	688.957.935	686.623.728	2.334.207
Aportes 2018	45.930.529	45.774.915	155.614

Recomendaciones.

Proponer a FiduDavivienda

- ❑ Revisar la probabilidad de cobrar un valor de la comisión fiduciaria mensual equivalente a 2,0 SMLMV + el pago de 0,5 SMLMV por la revisión y suscripción de contratos nuevos + IVA aplicado en cada variable.
- ❑ Asumir el CNOGas el pago de los servicios públicos, teniendo como requerimiento esencial el incremento de la caja menor hasta COP$1.000.000 (Alrededor de 60 ordenes de giro anuales menos tramitaría FiduDavivienda).

Bogotá, Septiembre 14 de 2017
VCO-2017-093

Ingeniero
FREDY LOPEZ
Secretario Técnico
CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL - GNO
Ciudad

Asunto: Propuesta de Constitución de Patrimonio Autónomo de Administración y pagos.

Ingeniero Fredy.

Agradecemos el contar con FIDUCENTRAL S.A. para presentar oferta de servicios fiduciarios con el fin de suscribir un contrato de Fiducia Mercantil de administración y pagos, con la finalidad que la FIDUCIARIA los administre y los destine a la realización de su objeto conforme a lo solicitado.

La suscripción del contrato por parte de la Fiduciaria está condicionada al recibo y verificación de la documentación exigida en la normatividad SARLAFT- para los Fideicomitentes y aceptación por parte de la Fiduciaria de los aspectos tributarios y fiscales bajo los cuales se realizará la operación del contrato fiduciario.

Reiteramos que, sin perjuicio de la descripción del esquema utilizado para la presente propuesta de servicios, el modelo de contrato jurídico será el que se defina de manera conjunta, como resultado de la evaluación de necesidades, ventajas y oportunidades, ajustadas a las especificaciones de su interés comercial.

Nuestro deseo es acompañarlos en la ejecución del negocio, con mucho gusto estaremos respondiendo cualquier inquietud adicional.

Cordialmente.

WALTER ZAWADZKY URIBE
Director Comercial

CARACTERÍSTICAS

FIDEICOMITENTES Y/O APORTANTES	Chevron, Equion, Geoproduction, Promigas, Promioriente Transoccidente, Transmetano, Prograsu, Gas Natural Gases del Caribe, Isagen, Termobarranquilla, XM, Ecopetrol TGI
BENEFICIARIOS.	Chevron, Equion, Geoproduction, Promigas, Promioriente Transoccidente, Transmetano, Prograsu, Gas Natural Gases del Caribe, Isagen, Termobarranquilla, XM, Ecopetrol TGI
TIPO DE CONTRATO:	Patrimonio Autónomo de administración y pagos.
PLAZO DEL CONTRATO:	2 años

OBJETO DEL NEGOCIO:

El Objeto del contrato consistirá en la administración de los recursos que entreguen los asociados por concepto de sostenimiento, y realizar los giros que instruya la Secretaría técnica del CNO-GAS, que corresponden a honorarios, mantenimientos, arriendo, servicios públicos y suscribir los contratos que correspondan a la operación del consejo, como lo son los de honorarios, mantenimiento, arriendo y aquellos que surjan en desarrollo de su objeto para estudios técnicos que se requieran

RECURSOS DEL CONTRATO:

Los recursos aportados por Fideicomitentes y/o aportantes.

ACTIVIDADES DE LA FIDUCIARIA

Mantener los recursos separados de los suyos y de los que correspondan a otros negocios fiduciarios, llevando para ello contabilidad separada del fideicomiso, de conformidad con las leyes y regulaciones aplicables.

Solicitar al fideicomitente las instrucciones adicionales que requieran para dar cumplimiento a sus obligaciones bajo el Contrato de Fiducia, así como la información necesaria y demás documentos necesarios para el buen desempeño en la labor encomendada.

OBLIGACIONES DE LOS FIDEICOMITENTES.

Enviar los documentos que se requieran para el desarrollo del Fideicomiso, debidamente diligenciados

Suministrar el soporte y la información que sea razonablemente requerida por la Fiduciaria para el cumplimiento del objeto del negocio.

Firmar Dos Pagarés en blanco con carta de instrucciones, a favor de la Fiduciaria, para el cubrimiento de las comisiones fiduciarias y obligaciones del fideicomiso.

Pagar la comisión fiduciaria.

Las demás asignadas y previstas en la ley.

PROPUESTA ECONÓMICA

La suma de **TRES MILLONES DE PESOS MONEDA LEGAL ($3,000.000 M/L)** más **IVA** como comisión de estructuración, la cual será cancelada, por una sola vez, a la suscripción del presente contrato.

Una comisión de administración mensual equivalente a **CINCO SALARIOS MÍNIMOS MENSUALES LEGALES VIGENTES (5 SMMLV)** más **IVA**, que se generará y causará a partir de la firma del contrato hasta su terminación.

Por cada giro adicional por mes a partir del número quince (15) se cobrará la suma de **TREINTA MIL PESOS MONEDA LEGAL ($30.000.00 M/L)**.

Una comisión equivalente a **UN (1) SALARIO MÍNIMO MENSUAL LEGAL VIGENTE** más **IVA**, que se causará y generará por cada modificación, prórroga, otrosí, adición o aclaración que se realice al presente contrato fiduciario. La cual se cobrará a partir de la generación del cuarto documento. La suma aquí pactada será cancelada al momento de suscripción del respectivo escrito.

Una suma equivalente a **DIEZ SALARIOS MINIMOS MENSUAL LEGALES VIGENTES (10 SMLMV)** más **IVA**, la cual se generará y causará en caso de cesión de fiduciario de éste contrato.

En caso de que surjan en desarrollo del Fideicomiso asistencias a reuniones tales como Asambleas Ordinarias, Extraordinarias, actuaciones relacionadas con el proceso de enajenación, actuaciones judiciales que requiera la asistencia de funcionarios de la Fiduciaria, se cobrará la tarifa horas/hombre de la siguiente forma: **Presidente:** Una suma equivalente a un (1) salario mínimo legal vigente mensual al momento de su pago. **Vicepresidente o Secretario General:** Una suma equivalente a cero punto siete (0.7) salario mínimo legal vigente al momento de su pago. **Director de Negocios o Abogado de la Secretaria General:** Una

suma equivalente a cero punto cinco (0.5) salario mínimo legal vigente al momento de su pago. El cobro de estas horas/hombre solo se efectuará previo acuerdo escrito con **EL FIDEICOMITENTE**. En caso contrario, **LA FIDUCIARIA** no las llevará a cabo y no cobrará suma alguna.

La presente propuesta no se considera una oferta mercantil en los términos del código del comercio y para su perfeccionamiento requerirá la suscripción de un contrato de fiducia que especifique e instrumente las obligaciones, derechos de las partes y tiene una vigencia de treinta (30) días.

DOCUMENTOS PARA EL CONTRATO POR PARTE DE LOS FIDEICOMITENTES.

Diligenciamiento y suscripción del formulario de vinculación.

Antecedentes y documentos que considere la Fiduciaria para la elaboración de la propuesta.

La Fiduciaria se reserva discrecionalmente el derecho de reconsiderar cualquiera de los términos de la propuesta, si del examen de la totalidad de los documentos que se solicitan estima que los mismos no son idóneos para calificar la solvencia del Fideicomitente o no son suficientes para cumplir con las reglamentaciones sobre conocimiento del cliente que dispone la Superintendencia Financiera de Colombia.

INSTRUMENTOS DE LA FIDUCIARIA PARA MITIGAR LOS RIESGOS GENERALES DEL NEGOCIO

Por disposición legal informamos a Ustedes que, para la constitución y ejecución del contrato, **LA FIDUCIARIA** aplicará mecanismos para el cumplimiento de las políticas y estándares establecidos para prevenir la incursión en los riesgos asociados al negocio a que se refiere este contrato, clasificados como sigue:

Con relación al RIESGO LEGAL: La Fiduciaria cuenta con un procedimiento adecuado de estructuración de negocios, el cual contempla entre otros aspectos, la revisión de documentos necesarios para la celebración de los contratos fiduciarios, revisión del alcance del contrato, revisión de las obligaciones del Fideicomitente y de la Fiduciaria de acuerdo con el objeto del contrato, y la evaluación por parte del Comité de Negocios respecto a la viabilidad de la suscripción del mismo.

Con relación al RIESGO OPERATIVO: La Fiduciaria cuenta con herramientas como procesos, manuales, políticas, estructura organizacional adecuada y sistemas de información de monitoreo de riesgo, entre otros. Para hacer seguimiento y control a las herramientas anteriores cuenta con mecanismos como el sistema de control interno y el sistema de administración de riesgo operativo (SARO).

Con relación al RIESGO DE MERCADO: La Fiduciaria cuenta con herramientas tales como: políticas, límites, manuales, comité de riesgo de mercado, comité de inversiones, análisis técnico y fundamental (análisis estadístico de las variables y factores de riesgo que inciden sobre las decisiones de inversión), sistemas de información del mercado de valores, metodologías de valor en riesgo (VaR) que permiten calcular y controlar las posibles pérdidas por efectos de mercado y modelos de Back Testing y Stress Testing que permiten evaluar y ajustar el modelo de VaR.

Con relación al RIESGO DE LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIACION DEL TERRORISMO: La Fiduciaria cuenta con procesos de vinculación, conocimiento y estudio de sus clientes, al igual que con un monitoreo de las operaciones realizadas dentro de la vigencia del contrato. La Fiduciaria cuenta con los mecanismos de control necesarios que permiten detectar operaciones sospechosas e inusuales y proceder a tomar las decisiones pertinentes, de conformidad con el Manual implementado al interior de la misma, sobre el Sistema de Administración del Riesgo de Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo. SARLAFT

Con relación al RIESGO REPUTACIONAL: Este riesgo se genera en la mayoría de los casos como consecuencia de las situaciones de riesgo antes citadas y por ende las herramientas y mecanismos para su mitigación se encuentran descritos en los ítems anteriores.

Por todo lo anterior se advierte que, las partes del presente contrato, se obligan a acatar los mecanismos establecidos para el cumplimiento de los estándares indicados para la gestión de los riesgos asociados al presente contrato, y de igual forma se obligan a dar a conocer tales mecanismos a los terceros interesados en vincularse al negocio.

Lo anterior sin perjuicio, de los riesgos propios del contrato en particular, y de los que surjan del negocio que desarrollarán los dueños, con amparo en el contrato fiduciario, los cuales se mitigan mediante el cumplimiento de las obligaciones y derechos de las partes, establecidos en el contrato.

Bogotá, 11 de Septiembre de 2017

Señores
CONSEJO NACIONAL DE OPERACIONES - GAS
Fredi Enrique López Sierra
Secretario Técnico
Ciudad.

Asunto: Propuesta de servicios fiduciarios

Apreciados Señores:

En primera instancia queremos agradecer su amable invitación para presentar propuesta de servicios fiduciarios que atienda a sus expectativas de acuerdo con los términos y condiciones planteados en su solicitud.

En este orden de ideas, nos permitimos enviar nuestra propuesta de servicios la cual podrá ser ajustada y complementada. El documento adjunto contiene una presentación de Alianza Fiduciaria, la descripción de los servicios ofrecidos y la remuneración fiduciaria.

Quedamos atentos a sus comentarios sobre los términos de nuestras propuestas y con gusto atenderemos cualquier inquietud sobre el particular.

Cordial Saludo,

NIDIA ISBBETH CARO A.
Directora Comercial de Negocios Fiduciarios
ncaro@alianza.com.co

Anexo: lo anunciado.

" La presente cotización de servicios fiduciarios no obliga a Alianza Fiduciaria al cumplimiento de las actividades descritas en este documento, hasta la firma de un contrato celebrado por las partes. El contenido de este documento es de carácter confidencial y propiedad intelectual de Alianza Fiduciaria; ninguna de sus partes podrá circularse, citarse, reproducirse o distribuirse fuera de la organización cliente sin previa autorización por escrito de Alianza Fiduciaria "

PROPUESTA DE SERVICIOS FIDUCIARIOS DE ADMINISTRACION Y PAGOS

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIONES - GAS

Bogotá, 11 de Septiembre de 2017

" La presente cotización de servicios fiduciarios no obliga a Alianza Fiduciaria al cumplimiento de las actividades descritas en este documento, hasta la firma de un contrato celebrado por las partes. El contenido de este documento es de carácter confidencial y propiedad intelectual de Alianza Fiduciaria; ninguna de sus partes podrá circularse, citarse, reproducirse o distribuirse fuera de la organización cliente sin previa autorización por escrito de Alianza Fiduciaria "

TABLA DE CONTENIDO

1. Presentación de la Fiduciaria.
2. Descripción de los Servicios Ofrecidos.
3. Principales Obligaciones de la Fiduciaria.
4. Propuesta Económica.
5. Vigencia

" La presente cotización de servicios fiduciarios no obliga a Alianza Fiduciaria al cumplimiento de las actividades descritas en este documento, hasta la firma de un contrato celebrado por las partes. El contenido de este documento es de carácter confidencial y propiedad intelectual de Alianza Fiduciaria; ninguna de sus partes podrá circularse, citarse, reproducirse o distribuirse fuera de la organización cliente sin previa autorización por escrito de Alianza Fiduciaria "

1. PRESENTACIÓN DE ALIANZA FIDUCIARIA.

1.1. ¿QUIÉNES SOMOS?

Alianza Fiduciaria es una firma Independiente basada en dos pilares

- Servicio al Cliente: con una estrategia de producto y distribución que agregue valor a nuestros clientes.
- Reinvención del Negocio: no solo en nuevos productos, sino a través de toda la gestión y operación.

ALIANZA SE CONSOLIDA COMO LA MAYOR PLATAFORMA INDEPENDIENTE DE SERVICIOS FINANCIEROS DEL PAÍS

(1) Activos fideicomitidos
(2) Activos administrados de Alianza Fiduciaria y Alianza Valores

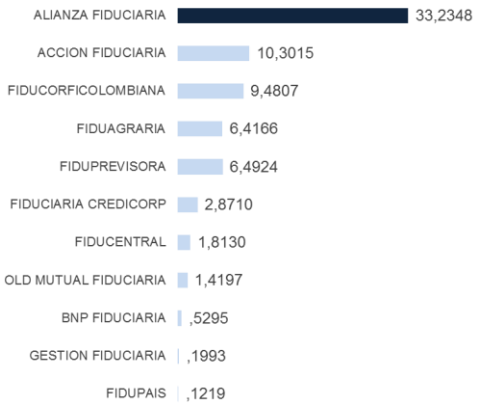
Fuente: Superintendencia Financiera de Colombia
Datos con corte a 31 de Julio de 2015

" La presente cotización de servicios fiduciarios no obliga a Alianza Fiduciaria al cumplimiento de las actividades descritas en este documento, hasta la firma de un contrato celebrado por las partes. El contenido de este documento es de carácter confidencial y propiedad intelectual de Alianza Fiduciaria; ninguna de sus partes podrá circularse, citarse, reproducirse o distribuirse fuera de la organización cliente sin previa autorización por escrito de Alianza Fiduciaria "

CON MÁS DE 27 AÑOS DE EXPERIENCIA, SOMOS LA FIDUCIARIA INDEPENDIENTE LÍDER DEL SECTOR

Activos Administrados en Billones de pesos

Datos al 31 de octubre de 2015
-cifras en billones de pesos-

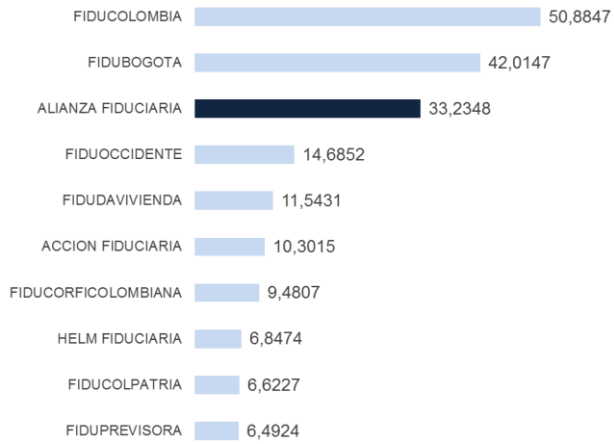


Fuente: SFC y Asofiduciarias. Cálculos Alianza

OCUPAMOS EL 3ER PUESTO, CON COP$33.2 BN EN ACTIVOS ADMINISTRADOS, DENTRO DEL SECTOR FIDUCIARIO

Activos Fideicomitidos

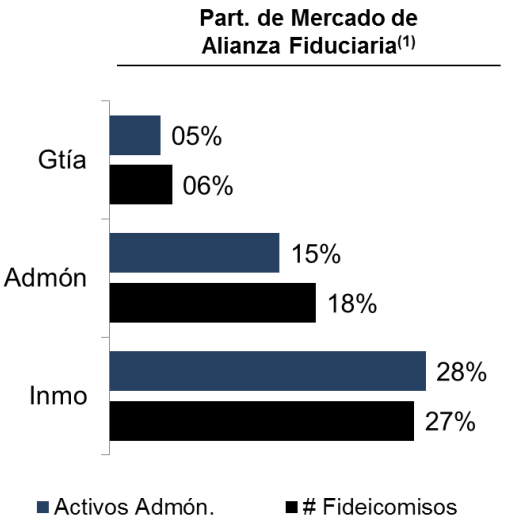
Datos al 31 de octubre de 2015
-cifras en miles de millones de pesos-



Fuente: SFC y Asofiduciarias. Cálculos Alianza

" La presente cotización de servicios fiduciarios no obliga a Alianza Fiduciaria al cumplimiento de las actividades descritas en este documento, hasta la firma de un contrato celebrado por las partes. El contenido de este documento es de carácter confidencial y propiedad intelectual de Alianza Fiduciaria; ninguna de sus partes podrá circularse, citarse, reproducirse o distribuirse fuera de la organización cliente sin previa autorización por escrito de Alianza Fiduciaria "

NUESTRA POSICIÓN EN LAS DIFERENTES LÍNEAS DE NEGOCIO AFIRMA NUESTRO LIDERAZGO EN EL SECTOR FIDUCIARIO



N°1
en activos administrados en fiducia de garantía por fiduciarias independientes

N°2
en activos administrados en fiducia de administración por sociedades fiduciarias

N°1
en activos administrados en fiducia inmobiliaria por sociedades fiduciarias

(1) **Fuente: Superintendencia Financiera de Colombia, Alianza Fiduciaria S.A. (cifras a febrero 2015)**

1.2. HISTORIA

Alianza Fiduciaria es una sociedad anónima constituida el 11 de Febrero de 1.986 en la ciudad de Cali y con domicilio principal en la ciudad de Bogotá. Cuenta con permiso de funcionamiento otorgado por la Superintendencia Financiera, mediante Resolución S.B. 3357 del 16 de junio de 1986.

Es una de las sociedades fiduciarias de mayor tradición en el mercado colombiano, caracterizándose por su agilidad, creatividad y penetración en el amplio universo de los servicios fiduciarios. Es una fiduciaria independiente, siendo esta una de sus principales fortalezas frente a sus clientes y una garantía de objetividad y transparencia en el manejo de sus negocios.

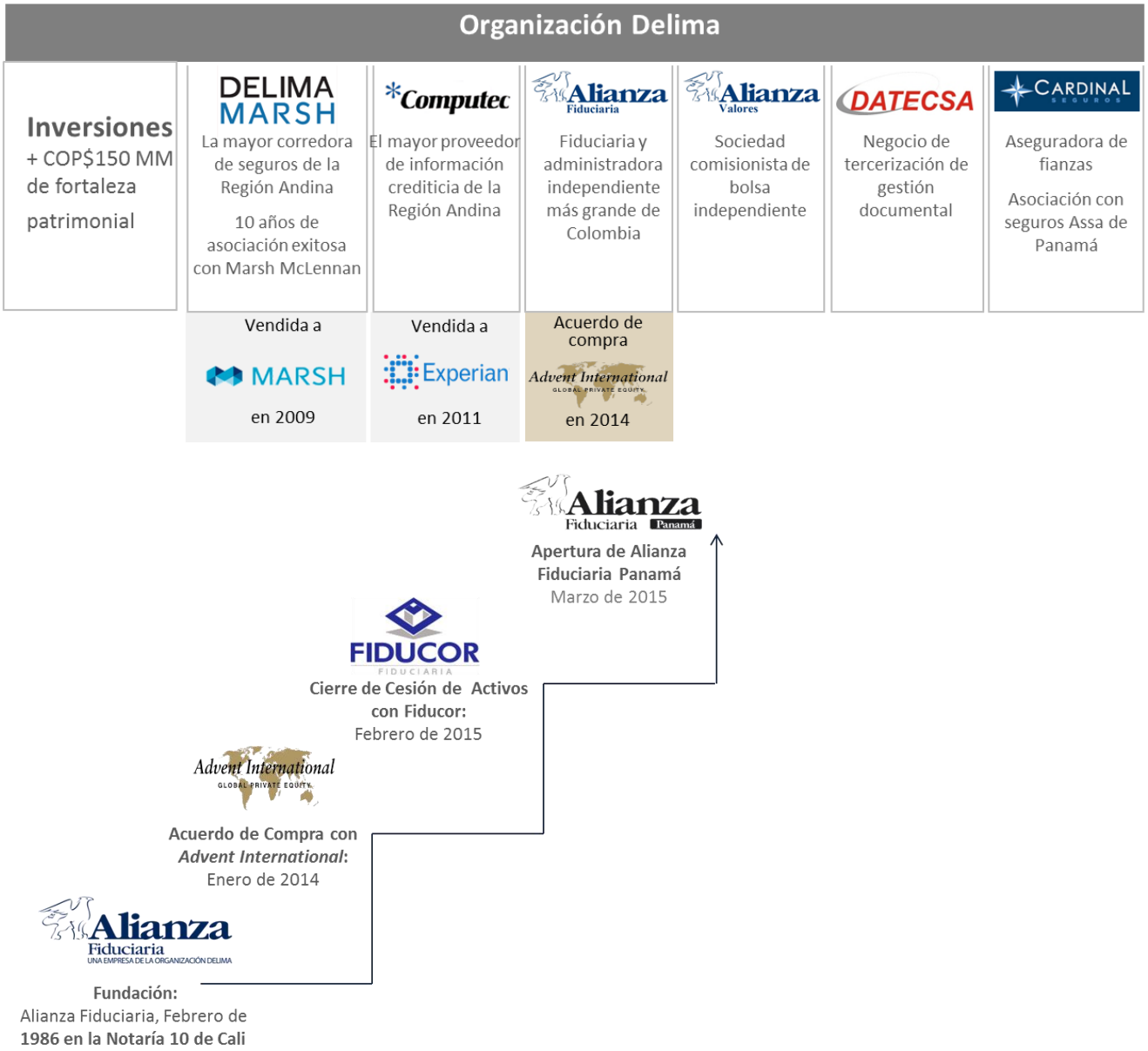
1.3. PRINCIPALES ACCIONISTAS

En el 2013 el sexto fondo más importante de capital privado en el mundo, adquirió el 50% de la organización. Los accionistas de la Fiduciaria son la Organización De Lima y el Fondo Advent International.

El Fondo Advent International constituido hace más de 30 años, periodo en el cual ha logrado compromisos de capital superiores a US $37.000.

" La presente cotización de servicios fiduciarios no obliga a Alianza Fiduciaria al cumplimiento de las actividades descritas en este documento, hasta la firma de un contrato celebrado por las partes. El contenido de este documento es de carácter confidencial y propiedad intelectual de Alianza Fiduciaria; ninguna de sus partes podrá circularse, citarse, reproducirse o distribuirse fuera de la organización cliente sin previa autorización por escrito de Alianza Fiduciaria "

CONTAMOS CON LA EXPERIENCIA Y EL RESPALDO DE LA ORGANIZACIÓN DELIMA



EN ENERO DE 2014 ADVENT INTERNATIONAL ADQUIRIÓ EL 50% DE ALIANZA FIDUCIARIA

" La presente cotización de servicios fiduciarios no obliga a Alianza Fiduciaria al cumplimiento de las actividades descritas en este documento, hasta la firma de un contrato celebrado por las partes. El contenido de este documento es de carácter confidencial y propiedad intelectual de Alianza Fiduciaria; ninguna de sus partes podrá circularse, citarse, reproducirse o distribuirse fuera de la organización cliente sin previa autorización por escrito de Alianza Fiduciaria "

Advent tiene:

37 BN

de dólares en compromisos de capital hasta la fecha

7º Private Equity

entre los 300 PE mas grandes del mundo según *Private Equity Internacional* – Ranking Anual 2013

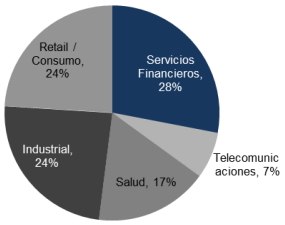
1.65 BN

de dólares es el valor del fondo dedicado a América Latina. Advent puede acudir a su fondo global de USD 10.8 BN para aumentar su capacidad de inversión

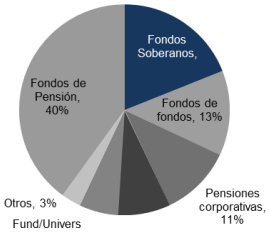
45 inversiones

realizadas desde el año 2005 en compañías en la región

Inversiones por Sector



Inversiones por Tipo



1.4. JUNTA DIRECTIVA

Ernesto de Lima Le Franc
Presidente Junta Directiva
Administrador de Empresas de la Universidad del Valle.

ORGANIZACIÓN DELIMA S.A.

AF: Principal , AV: Principal

Mauricio Salgar
Ingeniero Industrial de la Universidad de los Andes y MBA de MIT. Managing Director en Advent International. Se ha desempeñado como VP de Sanford, COO y CEO encargado de Ecopetrol, y asociado de Booz&Co

Advent International GLOBAL PRIVATE EQUITY

AF: Principal , AV: Principal

Pedro José Piedrahíta Plata
Bachelor of Science de MIT. Se desempeñó como CFO en Delima Marsh. +40 años de experiencia en el sector financiero colombiano.

ORGANIZACIÓN DELIMA S.A.

AF: Principal , AV: Principal

Lucas Marulanda
Ingeniero Industrial de la Universidad de los Andes. Maestría en Ingeniería Industrial. MBA Emory University. Director Advent International Colombia. Fue Partner y miembro del comité de inversiones de Inverlink.

Advent International GLOBAL PRIVATE EQUITY

AF: Pendiente , AV: Principal

José Alejandro Piedrahíta
Ingeniero Químico de Worcester Polythecnic Institute y MBA de Kellogg School of Management. Ha trabajado en McKinsey & Co, Bank of America y Darwin Capital.
.

ORGANIZACIÓN DELIMA S.A.

AF: Principal , AV: Principal

Fuad Velasco Juri
(Independiente)
Economista US Air Force Academy, MBA de la Universidad de Maryland y realizó el CEO Management Program de Kellogg School of Management. Socio de Nexus Capital Partners. Se ha desempeñado como VP de Fiducolombia, Presidente de Fiduciaria Bancolombia y VP de Banca Empresas y Gobierno de Bancolombia.

AF: Principal , AV: Principal

" La presente cotización de servicios fiduciarios no obliga a Alianza Fiduciaria al cumplimiento de las actividades descritas en este documento, hasta la firma de un contrato celebrado por las partes. El contenido de este documento es de carácter confidencial y propiedad intelectual de Alianza Fiduciaria; ninguna de sus partes podrá circularse, citarse, reproducirse o distribuirse fuera de la organización cliente sin previa autorización por escrito de Alianza Fiduciaria "

Jorge Alberto Uribe Echavarría

Economista de George Washington University y especialización en Marketing Internacional en Besançon University. Ex Ministro de Defensa de Colombia en el año 2004. Ex Presidente de Delima Marsh

AF: Principal

Ernesto de Lima Bohmer

Administrador de Empresas de Trinity University (San Antonio, TX). Diferentes posiciones en Datecsa, Delima & Cia., Progreso Corporación.

ORGANIZACIÓN DELIMA S.A.

AF: Suplente , AV: Suplente

Emilio Echavarría

(Independiente)

Administrador de Negocios de la Universidad EAFIT Posgrado en Administración en el Politécnico de Londres, Máster en Desarrollo Económico en la Universidad de Londres. Programa de Dirección Avanzada en Wharton (Philadelpia). Presidente de Valores Industriales. Presidente de Valores Bancolombia por 20 años.

AF: Suplente , AV: Suplente

Gabriel Uribe Téllez

(Independiente)

Economista de la Universidad Javeriana y Especialización en Banca de la Universidad de los Andes. Presidente de Riegel Ltda. Asesores de Seguros. Se ha desempeñado como VP Banca Empresarial del Banco Santander, VP Banca Institucional de Bancolombia y VP Comercial de Megabanco

AF: Suplente , AV: Suplente

1.5. DOMICILIO

Alianza Fiduciaria tiene su domicilio principal en la ciudad de Bogotá y sus oficinas se encuentran ubicadas en la Avenida 15 No 100 – 43 Pisos 3º y 4º.

Cuenta además con cinco oficinas ubicadas en las siguientes ciudades:

Cali – Carrera 2ª No. 7oeste-130
Medellín – Calle 8 No 43 A – 115.
Barranquilla: Carrera 56 # 75-155 Local 1
Manizales - Edificio El Castillo Carrera 23 No 63 –15 Oficina 602
Pereira- Carrera 23 No 14-10 Local 105 Pinares

1.6 NEGOCIOS FIDUCIARIOS

Alianza Fiduciaria desarrolla sus negocios fiduciarios con una política de diversificación y atomización del riesgo, orientado su gestión hacia los siguientes productos y servicios:

Fideicomisos Empresariales

- Pactos de accionistas
- Venta de sociedades
- Para instrumentar la promesa futura de constitución de sociedad
- Liquidar sociedades (extranjeras)
- Uniones empresariales: integraciones, manejo de franquicias, Joint Ventures
- Para propiedad de marcas-patentes
- Manejo de litigios
- Para representación de sociedades
- Para contratar empleados y beneficios
- Administración de créditos sindicados
- Alternativa o sustituto de consorcios o uniones temporales
- Administración de ADR´S

" La presente cotización de servicios fiduciarios no obliga a Alianza Fiduciaria al cumplimiento de las actividades descritas en este documento, hasta la firma de un contrato celebrado por las partes. El contenido de este documento es de carácter confidencial y propiedad intelectual de Alianza Fiduciaria; ninguna de sus partes podrá circularse, citarse, reproducirse o distribuirse fuera de la organización cliente sin previa autorización por escrito de Alianza Fiduciaria "

Fideicomisos de Garantía

- Fiducia de Garantía;
- De administración y fuente de pago
- Fideicomisos de pago condicionado
- Retención en garantía
- Garantías Fiduciarias en contratación pública

Fideicomisos Familiares

- Liquidación de Sociedades de Familia
- Fideicomisos de Administración de Bienes en general
- Fideicomisos para manejo de Protocolos de Familia
- De Planeación Sucesoral
- De Inversión extranjera

Fideicomisos Inmobiliarios

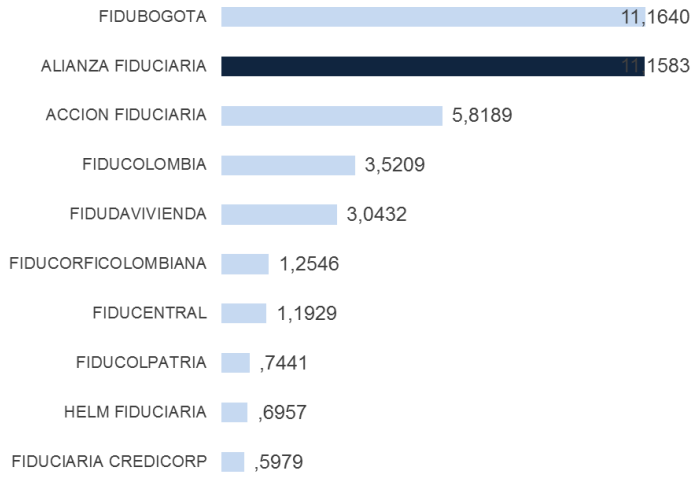
- Preventas
- Fideicomisos de Administración Inmobiliaria con:
    - Promesas de compraventa
    - Cesión de beneficio.
- Fideicomisos Asociativos
- Manejo de Primas de Arriendo
- Compra de Lotes a Futuro
- Manejo de Anticipo de subsidios
- Haga Fiducia no haga Promesas
- Fideicomisos de renovación urbana
- Macropoyectos
- Obras de Urbanismo conjuntas entre copropietarios
- Fideicomisos para hoteles

" La presente cotización de servicios fiduciarios no obliga a Alianza Fiduciaria al cumplimiento de las actividades descritas en este documento, hasta la firma de un contrato celebrado por las partes. El contenido de este documento es de carácter confidencial y propiedad intelectual de Alianza Fiduciaria; ninguna de sus partes podrá circularse, citarse, reproducirse o distribuirse fuera de la organización cliente sin previa autorización por escrito de Alianza Fiduciaria "

ADMINISTRAMOS COP$11 BN EN FIDEICOMISOS INMOBILIARIOS A TRAVÉS DE 1.421 FIDEICOMISOS

Activos Inmobiliarios Fideicomitidos (Top 10 del mercado)

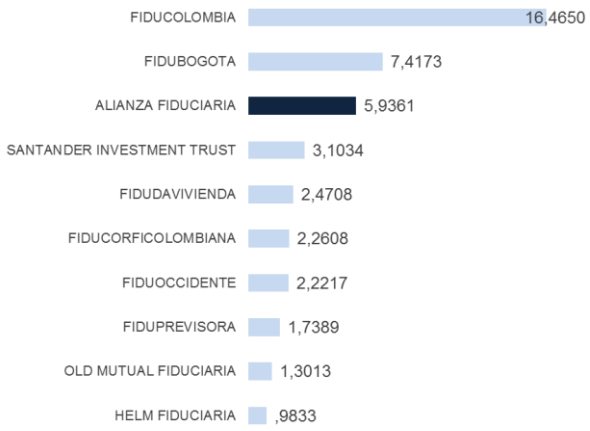
Datos al 31 de octubre de 2015 -cifras en billones de pesos-



#1 COMO FIRMA INDEPENDIENTE EN ADMINISTRACIÓN DE FONDOS INVERSIÓN COLECTIVA Y FONDOS DE CAPITAL PRIVADO

Activos Fideicomitidos FICs y FCPs (Top 10 del mercado)

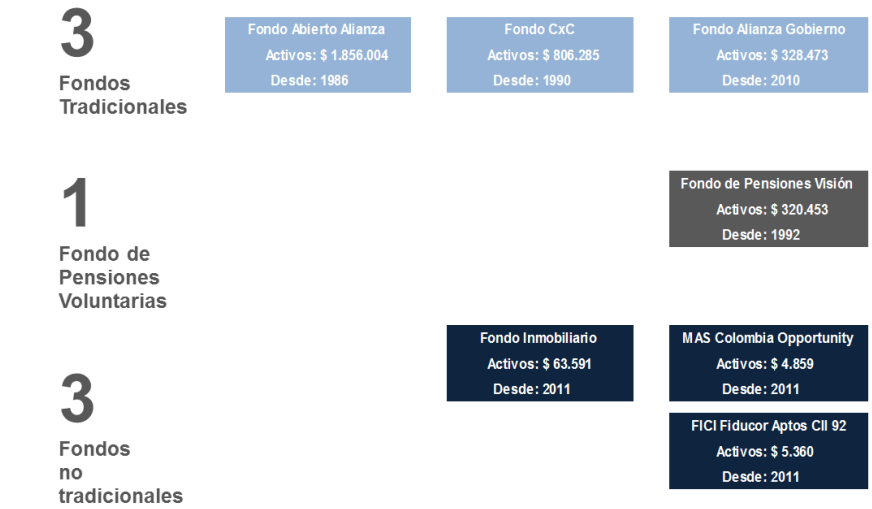
Datos al 31 de octubre de 2015
-cifras en billones de pesos-



" La presente cotización de servicios fiduciarios no obliga a Alianza Fiduciaria al cumplimiento de las actividades descritas en este documento, hasta la firma de un contrato celebrado por las partes. El contenido de este documento es de carácter confidencial y propiedad intelectual de Alianza Fiduciaria; ninguna de sus partes podrá circularse, citarse, reproducirse o distribuirse fuera de la organización cliente sin previa autorización por escrito de Alianza Fiduciaria "

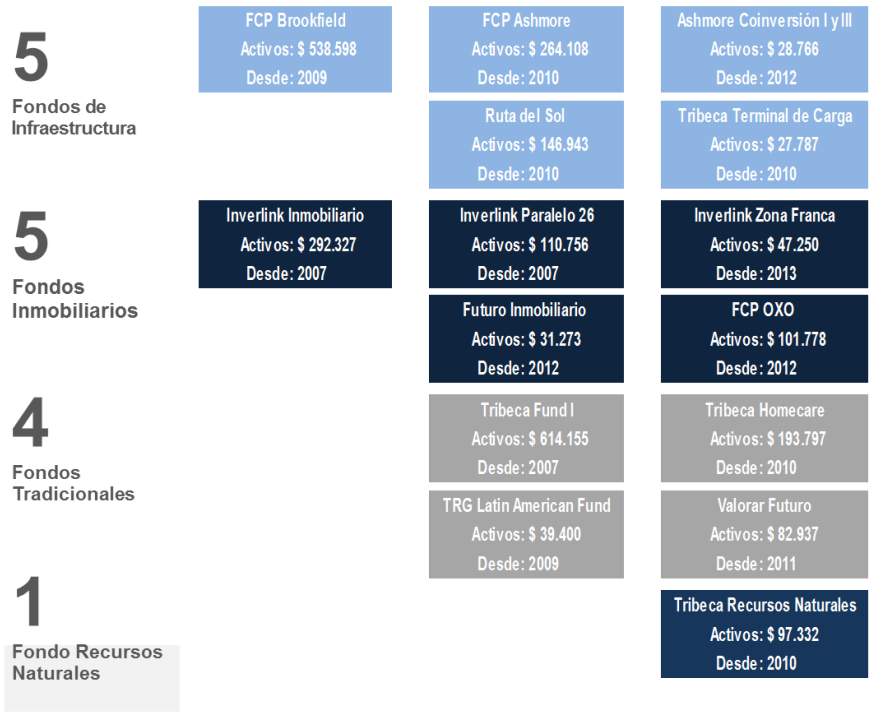
Fondos de Inversión Colectiva

Datos al 30 de noviembre de 2015
-cifras en millones de pesos-



Fondos de Capital Privado

Datos al 30 de noviembre de 2015
-cifras en millones de pesos-



" La presente cotización de servicios fiduciarios no obliga a Alianza Fiduciaria al cumplimiento de las actividades descritas en este documento, hasta la firma de un contrato celebrado por las partes. El contenido de este documento es de carácter confidencial y propiedad intelectual de Alianza Fiduciaria; ninguna de sus partes podrá circularse, citarse, reproducirse o distribuirse fuera de la organización cliente sin previa autorización por escrito de Alianza Fiduciaria "

1.7. NUESTRO EJECUTIVOS

Luis Fernando Guzmán
Presidente Alianza Fiduciaria (AF)*
18 años de experiencia
Derecho – Universidad Externado de Colombia
Especialización en Derecho Tributario – Universidad del Rosario
Fiduciaria Bogotá, HSBC Fiduciaria y Editorial Temis

Luis Fernando Fandiño
VP de Distribución y Ventas (AV y AF)*
24 años de experiencia
Economista – Universidad del Rosario
Especialización Gerencia de Mercadeo – Universidad Javeriana
Banco de Bogotá, Banco Caja Social y Corporación Financiera Santander y filiales

José Manuel Ballesteros
VP Operaciones (AV y AF)
25 años de experiencia
Ingeniero Industrial - Universidad de los Andes
Maestría en Tecnologías de la Información (en curso)
Especialización en Finanzas - Universidad de los Andes
Banco Colpatria, Gas Natural, AXA Colpatria, La Equidad Seguros

Ricardo Pérez
VP de Estrategia y Mercadeo (AV y AF)**
14 años de experiencia
Economista - Universidad de Los Andes
Maestría en Economía - Universidad de los Andes
Especialización en Finanzas - Universidad de la Sabana
Bancolombia, Alianza Valores

Mauricio Guzmán
VP de Tesorería e Institucional AV**
20 años de experiencia
Economista - Universidad de los Andes
Especialización en Finanzas - Universidad Javeriana
Almagario, Bancolombia, Profesionales de Bolsa

Gustavo Adolfo Martínez García
VP de Negocios Fiduciarios AF*
24 años de experiencia
Abogado- Universidad Externado de Colombia
Experiencia en Negocios y productos Fiduciarios.
Superintendencia Financiera de Colombia, Empresa Constructora Oikos, Findeter

Arturo Boada
VP Financiero y Administrativo (AV y AF)*
36 años de experiencia
Economista – Universidad de Los Andes
Maestría en Economía - Universidad de Los Andes
Fiduciaria Bogotá, RSA, Fiducolombia, Seguros Fénix, Bermúdez y Valenzuela, Superintendencia Bancaria

Mario Augusto Gómez Cuartas
VP. Jurídico (AF y AV)*
15 años de experiencia
Abogado – Pontificia Universidad Javeriana. Especialización en derecho administrativo - Pontificia Universidad Javeriana
Experiencia en contratación estatal, litigante y asesor.
Procuraduría General de la Nación, Acueducto de Bogotá y Fondo de Vigilancia y Seguridad

Carlos Londoño
VP de inversiones (AF y AV)*
20 años de experiencia
Ingeniero de sistemas – Universidad de los Andes
MBA – Universidad de los Andes
Corredores Davivienda, Valores Bavaria Internet.
Estrategias Corporativas

" La presente cotización de servicios fiduciarios no obliga a Alianza Fiduciaria al cumplimiento de las actividades descritas en este documento, hasta la firma de un contrato celebrado por las partes. El contenido de este documento es de carácter confidencial y propiedad intelectual de Alianza Fiduciaria; ninguna de sus partes podrá circularse, citarse, reproducirse o distribuirse fuera de la organización cliente sin previa autorización por escrito de Alianza Fiduciaria "

1.8. CALIFICACIÓN

Alianza Fiduciaria S.A. cuenta actualmente con las siguientes calificaciones

Administrador de Activos

Fitch otorgo a Alianza Fiduciaria la calificación nacional como Administrador de Activos de la Sociedad a "Los Más Altos Estándares (Col)" desde "M1 (Col) **M1 - Superior** (la más alta)

Fondo Abierto Alianza

La Sociedad Calificadora de Valores Fitch Ratings otorgó al Fondo Abierto Alianza la máxima calificación al riesgo crediticio, "2AAA", lo que significa que el nivel de seguridad del fondo, en los factores de calidad y diversificación de los activos del portafolio, fuerzas y debilidades de la administración y capacidad operativa es sobresaliente. Para el riesgo de mercado, la calificación de 2 fue ratificada. Esta calificación indica que la sensibilidad del Fondo a condiciones cambiantes del mercado y la consecuente exposición a la volatilidad del valor del capital invertido es Media-Baja.

1.9. EXPERIENCIA DE LA FIDUCIARIA

Alianza Fiduciaria S.A. cuenta con una importante experiencia en importantes negocios inmobiliarios, lo que asegura el cabal cumplimiento de sus obligaciones contractuales.

PROGRAMA DE VIVIENDA GRATUITA

Administración de los recursos transferidos por Fonvivienda en el marco del plan de vivienda gratuita del Gobierno PVG II, con el fin de entregar 100.000 viviendas

MACROPROYECTOS

- BUENAVENTURA
- ALTOS DE SANTA HELENA
- SANTIAGO DE CALI Y AREA DE INFLUENCIA

PROYECTOS DE RENOVACIÓN URBANA

- MANZANA 5 LAS AGUAS
- SAN VICTORINO CIELOS ABIERTOS
- ESTACIÓN CENTRAL

" La presente cotización de servicios fiduciarios no obliga a Alianza Fiduciaria al cumplimiento de las actividades descritas en este documento, hasta la firma de un contrato celebrado por las partes. El contenido de este documento es de carácter confidencial y propiedad intelectual de Alianza Fiduciaria; ninguna de sus partes podrá circularse, citarse, reproducirse o distribuirse fuera de la organización cliente sin previa autorización por escrito de Alianza Fiduciaria "

CENTROS COMERCIALES

- HACIENDA SANTA BARBARA
- ATLANTIS PLAZA
- EL TESORO - MEDELLÍN
- UNIPLAZA DE COMIDAS – UNICENTRO
- VICTORIA – PEREIRA
- PALMETO – CALI
- REIT OVIDEO
- CENTRO COMERCIAL Y DE NEGOCIOS ANDINO
- NUESTRO MONTERÍA
- NUESTRO URABÁ
- EL TESORO ETAPA 4
- MONTERREY AMPLIACIÓN
- D´MODA
- ALMACENTRO AMPLIACIÓN
- CARNAVAL CENTRO COMERCIAL
- TRANVÍA PLAZA
- LA HERRADURA
- SUPEROUTLET LA 80, hoy ACUARELAS
- JARDIN PLAZA - 2A etapa
- GALERIA DE ORIENTE
- BLUE GARDENS
- ARRECIFE EN SANTA MARTA RODADERO
- MAYALES
- NAO FUN AND SHOPPING

TURISMO

- HOTEL CAPITAL.
- SHERATON BOGOTA
- EMBASSY SUITES
- HAMILTON COURT
- SHERATON MEDELLIN
- CONFORT 80
- CHARLESTON
- CASA VERSALLES FOURT POINTS SHERATON
- HOTEL SONESTA
- HOTEL METRO 127
- HOTEL INSIGNIA
- HOTEL 53
- HOTEL BEST WESTERN PUERTO GAITAN
- HOTEL BEST WESTERN SANTA MARTA
- HOTEL BH BARRANQUILLA
- HOTEL CEA
- HOTEL KARIBANA CARTAGENA

" La presente cotización de servicios fiduciarios no obliga a Alianza Fiduciaria al cumplimiento de las actividades descritas en este documento, hasta la firma de un contrato celebrado por las partes. El contenido de este documento es de carácter confidencial y propiedad intelectual de Alianza Fiduciaria; ninguna de sus partes podrá circularse, citarse, reproducirse o distribuirse fuera de la organización cliente sin previa autorización por escrito de Alianza Fiduciaria "

- HOTEL MAYALES PLAZA
- HOTEL OCEAN TOWER
- HOTEL BURO 26
- HOTEL BURO 51
- HOTEL MAYALES PLAZA
- HOTELCHICO 97
- HOTEL PORTONES DE LA 70
- HOTEL HM
- HOTEL BICENTENARIO
- HOTEL GIRARDOT RESORT
- RECREACION – CLUBES SOCIALES.
- METROPOLITAN
- GUAYMARAL
- EL RANCHO
- EL NOGAL
- HATO GRANDE
- PUEBLO VIEJO
- ESTANCIA

VIVIENDA: más de 5´200.000 m2 en todos los estratos

Alianza Fiduciaria S.A. es el líder del mercado fiduciario inmobiliario en Colombia estas son las cifras

Fiducia Inmobiliaria		A. Activos Fideicomitidos (COP$ billones)		B. # de negocios	
		Saldo fin de mes	Part. Mcdo.	# fin de mes	Part. Mcdo
#	Fiduciaria	feb-15	feb-15	feb-15	feb-15
1	Alianza Fiduciaria S.A.	9,3	*27,9%*	1.279	*20,6%*

ALGUNOS DE NUESTROS CLIENTES

ARIA SERNA SARAVIA
PRABYC INGENIEROS
TERRANUM REAL ESTATE ENTERPRISES S.A.S
CONSTRUCTORA CONCONCRETO
CONSTRRUCCIONES ARRECIFE
CONSTRUCTORA BOLÍVAR
APIROS
CONINSA RAMON H.
URBANAS

" La presente cotización de servicios fiduciarios no obliga a Alianza Fiduciaria al cumplimiento de las actividades descritas en este documento, hasta la firma de un contrato celebrado por las partes. El contenido de este documento es de carácter confidencial y propiedad intelectual de Alianza Fiduciaria; ninguna de sus partes podrá circularse, citarse, reproducirse o distribuirse fuera de la organización cliente sin previa autorización por escrito de Alianza Fiduciaria "

PRODESA
MENDEVAL
PEDRO GÓMEZ
UNIKA
EXACTA
OPSA INGENIERIA LTDA.
ARQUITECTURA Y CONCONCRETO
LAS GALIAS CONSTRUCTORA
CONSTRUCCIONES 1 A
PROMOBILY
AMBIENTI CONSTRUCTORA INMOBILIARIA S.A.
PROMOTORA CALEDONIA S.A.
AMARILO S.A.S.
OIKOS
UMBRAL PROPIEDAD RAIZ
MOYUA S.A.S.
BLP CONSTRUCTORES
CONSTRUCTORA FLORMORADO S.A
GRADECO CONSTRUCCIONES Y CIA S.A.S.
HITOS URBANOS S.A
ÁREA CUADRADA S.A.S
CONSTRUCCIONES CFC & ASOCIADOS S.A.
FUNDACION COMPARTIR
QBO
ARPRO S.A.
PROMINSAS SAS
GRUPO VALOR
MAKRO CONSTRUCCIONES LTDA
ICONO URBANO
URAKI CONSTRUCTORA S.A.S
DEEB ASOCIADOS LTDA
MENSULA S.A

" La presente cotización de servicios fiduciarios no obliga a Alianza Fiduciaria al cumplimiento de las actividades descritas en este documento, hasta la firma de un contrato celebrado por las partes. El contenido de este documento es de carácter confidencial y propiedad intelectual de Alianza Fiduciaria; ninguna de sus partes podrá circularse, citarse, reproducirse o distribuirse fuera de la organización cliente sin previa autorización por escrito de Alianza Fiduciaria "

2. ACLARACION PRELIMININAR

Sin perjuicio del deber de diligencia y del cumplimiento de las obligaciones que ALIANZA adquiere como vocera del FIDEICOMISO, queda entendido que la FIDUCIARIA no actúa ni actuará como asesor jurídico, tributario, financiero, cambiario o de cualquier otra índole y por tanto no responderá por las consecuencias derivadas de las decisiones que el fideicomitente o sus asesores tomen con respecto a dichos aspectos.

2.1 OBJETO DEL CONTRATO DE FIDUCIA:

Es la constitución de un Patrimonio Autónomo con los bienes que transfieren los Fideicomitentes a título de Fiducia Mercantil Irrevocable a fin de:

- Recaudar y hacer seguimiento de los aportes de los Fideicomitentes.
- Que estos recursos sean administrados e invertidos por la Fiduciaria en Fondo de Inversión Colectiva Abierto Alianza, administrado por ALIANZA.
- Elaborar y celebrar los contratos de prestación de servicios como mandataria con representación de los Fideicomitentes y que el Secretario Técnico (quien representa a los fideicomitentes) instruya a la Fiduciaria.
- Elaborar y celebrar los demás actos jurídicos y contratos que requiera el CNO GAS requiera para su funcionamiento, con cargo al Patrimonio Autónomo.
- Realizar los pagos que instruya el Secretario Técnico.

3. PRINCIPALES OBLIGACIONES DE ALIANZA:

- Realizar las gestiones relacionadas con el desarrollo del objeto del contrato, siempre dentro de los límites del mismo, y de acuerdo con las instrucciones que imparta el FIDEICOMITENTE para tales efectos.

- Llevar la vocería del PATRIMONIO AUTÓNOMO constituido mediante el CONTRATO.

- La Fiduciaria recibirá en el Patrimonio Autónomo: (i) los aportes de los Fideicomitentes (ii)los pagos que se hagan por parte de terceros al Fideicomiso (iii)los bienes muebles adquiridos por el Patrimonio Autónomo (iv)los demás bienes y recursos que se adicionen al Fideicomiso.

- La Fiduciaria realizara los pagos que le instruya el Secretario Técnico con cargo a los recursos fideicomitidos.

- Elaboración y suscripción de contratos de prestación de servicios, de las órdenes de compra o de los demás actos jurídicos o contratos que se requieran para el desarrollo de las actividades del CNO GAS, el Secretario Técnico informara a la Fiduciaria para la elaboración de estos contratos.

- Conforme a las instrucciones del Secretario Técnico, realizara pagos en favor de los destinatarios de Pagos en moneda extranjera, esta instrucción deberá llegar por escrito.

" La presente cotización de servicios fiduciarios no obliga a Alianza Fiduciaria al cumplimiento de las actividades descritas en este documento, hasta la firma de un contrato celebrado por las partes. El contenido de este documento es de carácter confidencial y propiedad intelectual de Alianza Fiduciaria; ninguna de sus partes podrá circularse, citarse, reproducirse o distribuirse fuera de la organización cliente sin previa autorización por escrito de Alianza Fiduciaria "

- El Fideicomiso efectuara operaciones de compra de divisas, de conformidad con las instrucciones del Secretario Técnico, lo cual debe ser informado por escrito.

- Invertir temporalmente los recursos que ingresen al FIDEICOMISO en el Fondo de Inversión Colectiva Abierto Alianza, cuyo reglamento se encuentra puesto a disposición del FIDEICOMITENTE mediante su publicación en la página web de la FIDUCIARIA www.alianza.com.co.

- Presentar un extracto mensual que refleje los ingresos, rendimientos y giros realizados.

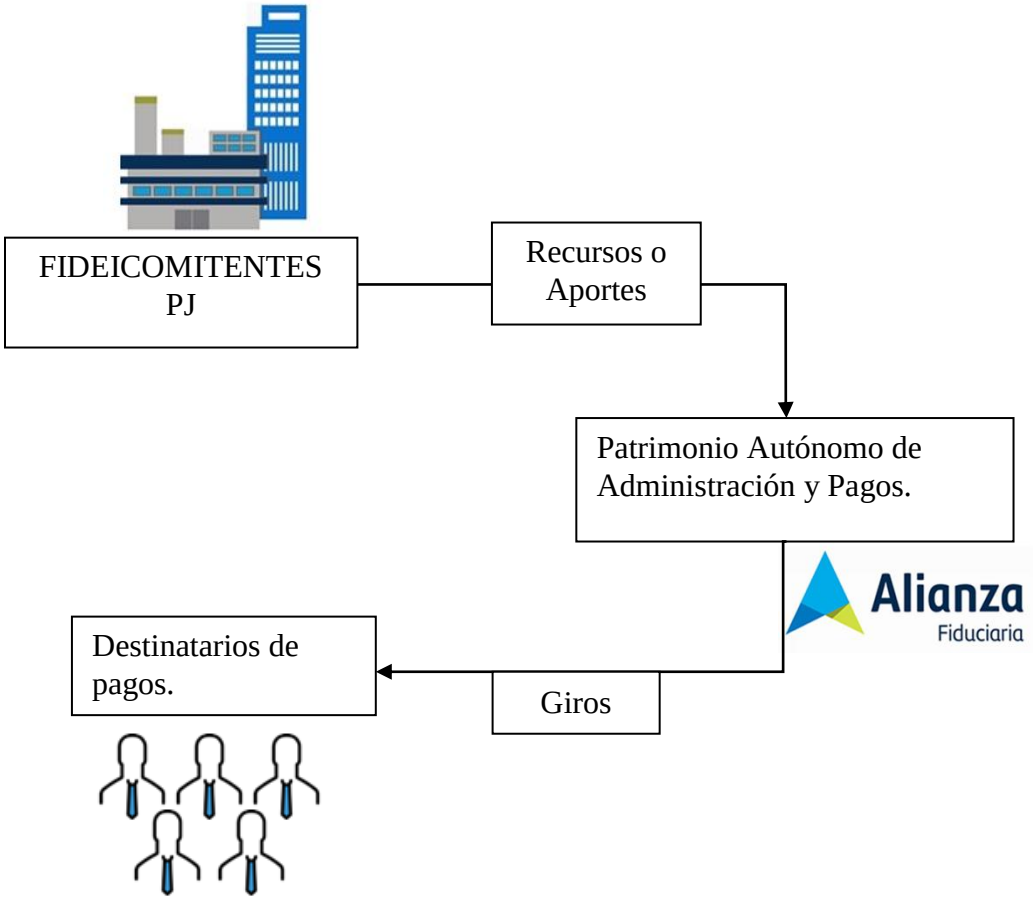
- Rendir cuentas comprobadas de su gestión cada seis (6) meses contados a partir de la celebración del presente contrato, así como presentar la rendición final de cuentas a la terminación del Patrimonio Autónomo. Dicha rendición de cuentas deberá ser presentada y enviada al correo electrónico suministrado por Fideicomitente, dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha del corte que se está informando, de conformidad con lo establecido en la Circular Externa 046 de 2008 de la Superintendencia Financiera). Por su parte, Fideicomitente tendrán diez (10) días hábiles desde la fecha de envío del mencionado correo electrónico por parte de la FIDUCIARIA, para presentar objeciones a la correspondiente rendición de cuentas.

- Entre otras……

3.1 PARTICIPANTES:

- FIDEICOMISO O PATRIMONIO AUTONOMO: Conjunto de derechos, bienes y obligaciones creado a través del contrato
- FIDUCIARIA: Es ALIANZA FIDUCIARIA S.A.
- FIDEICOMITENTES: PJ que trasfiere los bienes fideicomitidos
- BENEFICIARIO: Los mismos Fideicomitentes
- DESTINATARIOS DE GIROS: A quien se realizaran los giros

" La presente cotización de servicios fiduciarios no obliga a Alianza Fiduciaria al cumplimiento de las actividades descritas en este documento, hasta la firma de un contrato celebrado por las partes. El contenido de este documento es de carácter confidencial y propiedad intelectual de Alianza Fiduciaria; ninguna de sus partes podrá circularse, citarse, reproducirse o distribuirse fuera de la organización cliente sin previa autorización por escrito de Alianza Fiduciaria "



4. PROPUESTA ECONOMICA:

Alianza Fiduciaria S.A. ofrece las siguientes comisiones:

- Una suma inicial equivalente a Un millón de pesos ($1.000.000) por concepto de estructuración del Fideicomiso, pagaderos a la firma del contrato.
- Una comisión mensual equivalente Cuatro (4) SMMLV más IVA, liquidada mensualmente y pagadera mensualmente por mes o fracción.
- Comisión por giro: está comisión contempla hasta treinta (30) giros mensuales no acumulables y a partir del giro treinta y uno (31) se cobrará a través de sistemas de transferencia electrónica se cobrará una comisión de diez mil pesos ($10.000).

" La presente cotización de servicios fiduciarios no obliga a Alianza Fiduciaria al cumplimiento de las actividades descritas en este documento, hasta la firma de un contrato celebrado por las partes. El contenido de este documento es de carácter confidencial y propiedad intelectual de Alianza Fiduciaria; ninguna de sus partes podrá circularse, citarse, reproducirse o distribuirse fuera de la organización cliente sin previa autorización por escrito de Alianza Fiduciaria "

- Por cada suscripción de poderes, Otrosí o cualquier otro documento legal que deba suscribir el Fideicomiso por instrucción del Fideicomitente, se cobrará cero punto cinco (0.5) SMMLV más IVA, por una sola vez previo a la fecha de suscripción del documento.

- Por cada operación cambiaria que realice Alianza como vocera y administradora del Fideicomiso se cobreara una comisión equivalente a dos punto cinco (2.5) SMMLV

5. VIGENCIA DE LA COTIZACIÓN DE SERVICIOS FIDUCIARIOS:

La presente cotización tiene una vigencia de SESENTA (60) días calendario contados a partir de la fecha de esta comunicación y está sujeta a su aprobación, y legalización del contrato fiduciario, previo envío, estudio y aprobación de los documentos exigidos por la ley.

" La presente cotización de servicios fiduciarios no obliga a Alianza Fiduciaria al cumplimiento de las actividades descritas en este documento, hasta la firma de un contrato celebrado por las partes. El contenido de este documento es de carácter confidencial y propiedad intelectual de Alianza Fiduciaria; ninguna de sus partes podrá circularse, citarse, reproducirse o distribuirse fuera de la organización cliente sin previa autorización por escrito de Alianza Fiduciaria "

FIDUCIARIA POPULAR S.A.
PORTAFOLIO DE PRODUCTOS Y SERVICIOS

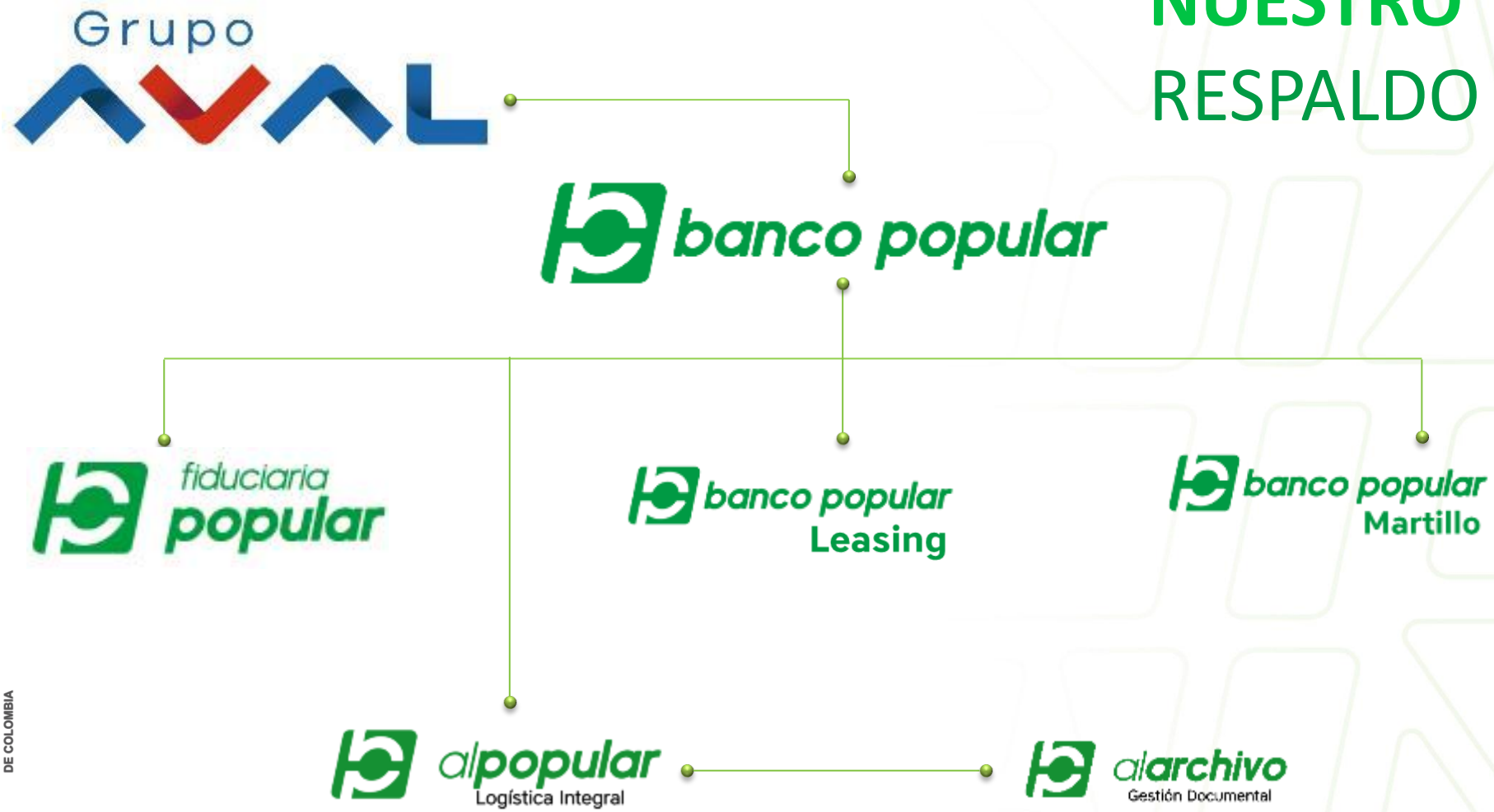
VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

Grupo AVAL

fiduciaria popular

Información de Tipo:

NUESTRO RESPALDO



VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

PRESENCIA COMERCIAL

Contamos con la operación en línea en las 206 oficinas del **Banco Popular** a nivel nacional, para operaciones de adición y retiros de sus encargos fiduciarios a sus cuentas con el **Banco Popular** y viceversa.

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

CALIFICACIONES
DE LA SOCIEDAD FIDUCIARIA

Value and Risk Rating S.A.
Sociedad Calificadora de Valores

La calificación Triple A en Eficiencia en Administración de Portafolios

BRC Investor Services S.A. S C V
Sociedad Calificadora de Valores

La calificación AAA en Riesgo de Contraparte.

ISO 9001
icontec
Certificado N° SC 3871-1

ICONTEC certifica que el Sistema de Gestión de la Calidad de: La **FIDUCIARIA "POPULAR S.A.** ha sido evaluado y aprobado con respecto a los requisitos especificados en **ISO 9001:2008.**

CERTIFIED IQNet MANAGEMENT SYSTEM

IQNET THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK: IQNET and ICONTEC "hereby certify that the organization **FIDUCIARIA POPULAR S.A.**

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

NUESTROS PRODUCTOS

Fiducia Estructurada

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

FIDUCIA
ESTRUCTURADA

Grupo AVAL

fiduciaria popular

Información de Tipo:

FIDUCIA ESTRUCTURADA

Definición

La Fiduciaria Popular, ofrece un amplio portafolio de servicios diseñados para satisfacer las diferentes necesidades de cada uno de nuestros clientes; encargándonos de administrar sus activos, sus bienes tangibles e intangibles, atendiendo las diferentes obligaciones adquiridas en los contratos fiduciarios.

Beneficios

- Confianza
- Administración Profesional
- Servicio

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

Fiducia de Administración

FIDUCIARIA POPULAR S.A., a través de una fiducia de administración y pagos acompaña a las entidades públicas y privadas en la realización de sus pagos de una manera segura y oportuna.

Fiducia Inmobiliaria

FIDUCIARIA POPULAR S.A., a través de un contrato de fiducia mercantil, administra los recursos y/o los bienes que hacen parte del proyecto inmobiliario para su ejecución y desarrollo. Las siguientes son las diferentes modalidades de fiducia inmobiliaria que existen:

- ✓ De administración y pagos
- ✓ De tesorería
- ✓ De preventa

ADMINISTRAMOS

Fiducia Inmobiliaria para el sector público

Esquemas fiduciarios especialmente diseñados para llevar a cabo proyectos de vivienda de interés social, mediante los cuales se puede: efectuar la transferencia de los bienes en donde se desarrollarán los proyectos, administrar los recursos de diferentes fuentes (incluso de subsidios) necesarios para la ejecución de las obras y realizar la escrituración de las unidades de vivienda a los beneficiarios de los proyectos.

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

Fiducia en Garantía

FIDUCIARIA POPULAR S.A., a través de un patrimonio autónomo recibe la transferencia de manera irrevocable de la propiedad de uno o varios bienes, con el fin de garantizar con los mismos y con su producto, el cumplimiento de obligaciones que nuestro cliente ha adquirido, en beneficio de los acreedores del sector financiero.

Las siguientes son las diferentes modalidades de fiducia en garantía que existen:

- ✓ Fiducia en garantía propiamente dicha.
- ✓ Fiducia en garantía y fuente de pago.

ADMINISTRAMOS

Fiducia Pública

A la Administración de procesos de reestructuración

Para empresas que se encuentren en procesos especiales de reestructuración, Ley 550-99 entre otros, esquema a través del cual la **FIDUCIARIA POPULAR S.A**, realiza la administración de los recursos de la empresa, pagos y garantiza los créditos nuevos con el flujo de caja y demás actividades inherentes al contrato

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

Pasivos Pensionales

Conforme lo previsto en la Ley y de acuerdo a las necesidades de cada entidad, la **Fiduciaria Popular S.A.** cuenta con un equipo humano ampliamente capacitado en el manejo de estructuras fiduciarias para la administración de recursos destinados a atender el pago de su pasivo pensional y/o la administración de recursos reservados para el pago de pensiones futuras – provisión del pasivo pensional.

Dentro de las actividades que se pueden realizar a través de este esquema contamos con: Estudio de expedientes pensionales; Administración de las novedades de la nómina de pensionados; Liquidación de la nómina mensual; Verificación de supervivencias y escolaridad; Dispersión de la nómina a los pensionados y demás terceros.

ADMINISTRAMOS

Fiducia de Inversión

FIDUCIARIA POPULAR S.A., a través de un contrato de fiducia o de un encargo fiduciario invierte o coloca a cualquier título sumas de dinero, cumpliendo la finalidad del contrato y las instrucciones impartidas por el fideicomitente.

La destinación específica será señalada únicamente por el fideicomitente. La Fiduciaria no puede delegar en un tercero la ejecución y administración del contrato de fiducia.

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

Titularización

Es una herramienta utilizada para obtener liquidez, a través de la movilización de activos tradicionalmente considerados ilíquidos; los activos son movilizados mediante su transferencia a un patrimonio autónomo, con cargo al cual se emiten títulos. Bajo esta figura, el emisor es el patrimonio autónomo administrado por una sociedad fiduciaria.

Fondos de Capital Privado

Según el Decreto 2555, se considerarán fondos de capital privado **los fondos de inversión colectiva cerrados** que destinen al menos las dos terceras partes (2/3) de los aportes de sus inversionistas a la adquisición de activos o derechos de contenido económico diferentes a valores inscritos en el Registro Nacional de Valores y Emisores – RNVE.

ADMINISTRAMOS

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

Alianzas Público Privadas - APP

Esquema Fiduciario a través del cual, el Concesionario le cede al Patrimonio Autónomo los derechos económicos derivados del contrato de Concesión, y se le transfieran los recursos tanto de deuda como del aporte del concesionario (Equity) con destino al proyecto, de forma que en el fideicomiso se administre la "caja" e imputación contable del proyecto, asegurándose así la adecuada canalización de los recursos hacia el desarrollo del mismo. Bajo esta modalidad, también se puede configurar la garantía y fuente de pago a favor de los acreedores financieros interesados en financiar el proyecto.

ADMINISTRAMOS

Macro Proyectos

Constitución de Fiducias Mercantiles a través de las cuales las entidades públicas pueden destinar recursos a la ejecución de Macro Proyectos de Interés Social Nacional, en los que se administren los dineros con el fin de ser invertidos en los respectivos proyectos.

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

FIDEICOMISO ADMINISTRACIÓN, GARANTÍA Y FUENTE DE PAGO
P.A SITP – RECAUDO – TRANSMILENIO
"RECAUDO DEL SISTEMA ESTRATÉGICO DE TRANSPORTE DE BOGOTÁ"
FIDEICOMITENTES:
RECAUDO BOGOTÁ Y OPERADORES DEL SISTEMA ESTRATÉGICO
DE TRANSPORTE.
BENEFICIARIO: TRANSMILENIO

E.F. PROYECTO EDIFICIO OGA 6.48
PREVENTAS – INMOBILIARIO.
FIDEICOMITENTE:SIGNOS ARQUITECTURA
BENEFICIARIO: SIGNOS ARQUITECTURA

PATRIMONIO AUTÓNOMO
UNIVERSIDAD JORGE TADEO LOZANO
ADMINISTRACIÓN Y PAGOS.
UNIVERSIDAD JORGE TADEO LOZANO

EXPERIENCIA

Grupo AVAL

fiduciaria popular

Información de Tipo:

TIPO DE NEGOCIO: PASIVO PENSIONAL
NOMBRE DEL NEGOCIO: ENCARGO FIDUCIARIO
PASIVO PENSIONAL UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FIDEICOMITENTE: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

TIPO DE NEGOCIO: PASIVO PENSIONAL
NOMBRE DEL NEGOCIO: PATRIMONIO AUTÓNOMO
TELEBUCARAMANGA S.A. ESP PASIVO PENSIONAL
FIDEICOMITENTE: TELEBUCARAMANGA

TIPO DE NEGOCIO: PASIVO PENSIONAL
NOMBRE DEL NEGOCIO: ENCARGO FIDUCIARIO
DEPARTAMENTO DE SANTANDER
FIDEICOMITENTE: DEPARTAMENTO DE SANTANDER

TIPO DE NEGOCIO: ADMINISTRACIÓN Y PAGOS
NOMBRE DEL NEGOCIO: EF ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. ESP-CONTRATO ESPECIAL FAER GGC NO.384 DE 2015
FIDEICOMITENTE: ELECTRIFICADORA DE SANTANDER

EXPERIENCIA

Información de Tipo:

TIPO DE NEGOCIO: FIDUCIA MERCANTIL IRREVOCABLE
DE ADMINISTRACIÓN Y PAGOS
NOMBRE DEL NEGOCIO: FIDEICOMISO METROTEL - FONTIC
FIDEICOMITENTE: METROPOLITANA DE TELECOMUNICACIONES
SOCIEDAD ANÓNIMA, EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS
METROTEL S.A. E.S.P.

TIPO DE NEGOCIO: FIDUCIA MERCANTIL IRREVOCABLE DE
ADMINISTRACIÓN, FUENTE DE PAGO Y PAGOS
NOMBRE DEL NEGOCIO: PATRIMONIO AUTÓNOMO
DE ADMINISTRACIÓN, FUENTE DE PAGO Y PAGOS ROYAL FILMS
FIDEICOMITENTE: ROYAL FILMS S.A.S.

ENCARGO FIDUCIARIO ALIANZAS PRODUCTIVAS.
CONSORCIO ALIANZA POPULAR
FIDEICOMITENTE MINISTERIO DE
AGRICULTURA Y DESARROLLO AGROPECUARIO.

TIPO DE NEGOCIO : FIDUCIA MERCANTIL DE GARANTIA
NOMBRE DEL NEGOCIO: FIDEICOMISO DE GARANTÍA
TECNOGLASS.
FIDEICOMITENTE: TECNOGLASS S.A.

EXPERIENCIA

Grupo AVAL

fiduciaria popular

Información de Tipo:

PROPUESTA DE SERVICIOS FIDUCIARIOS

VICEPRESIDENCIA COMERCIAL
2017

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

Grupo AVAL

fiduciaria popular

Información de Tipo: PÚBLICO

PATRIMONIO AUTONOMO CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

Grupo AVAL

fiduciaria popular

Información de Tipo: USO INTERNO

Antecedentes

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural –CNOG- es un órgano asesor del Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, así como de las empresas y remitentes del servicio público de gas natural.

El CNOG fue creado por la Ley 401 de 1997 y se le asignaron la siguientes funciones principales: i) hacer recomendaciones para buscar que la operación integrada del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural sea segura, confiable y económica (Art.4); y ii) conceptuar sobre el orden de atención prioritaria del suministro de gas natural cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda (Art. 16).

El CNOG no tiene personería jurídica, por lo que todo lo relacionado con su operación es realizado a través de un Patrimonio Autónomo.

Actualmente tienen suscrito un contrato de Fiducia Mercantil con Fiduciaria Davivienda SA, sin embargo ha solicitado a Fiduciaria Popular SA una propuesta para constituir dicho patrimonio en ésta sociedad.

Fidupopular S.A. presenta la siguiente propuesta.

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

Objeto

El objeto del PA es la administración de las cuotas aportadas por los diferentes miembros del consejo, para realizar la contratación requerida, que garantice el normal funcionamiento del CNOG, realizando los pagos que solicite el ordenador del gasto.

FIDEICOMITENTES:	15 (4 mayores productores según lista que genera la UPME (Ecopetrol, Chevron, Ekion y GEO Production empresa de Canacol Energi, las empresas que transportan mas de 50 millones del sector de gas, 4 remitentes que son consumidores y son obligatorios y XM.
FIDUCIARIA:	Fidupopular S.A.
BENEFICIARIO:	Los Fideicomitentes.
DURACIÓN:	Indeterminado.
VALOR DE RECURSOS:	650 millones aprox., por año.
CONTRATACIÓN DERIVADA:	Aprox. 4 contratos por año, más 3 de nómina por una sola vez. Ellos redactan el contrato y lo envían a la Fiduciaria para revisión y suscripción.
PAGOS:	17 al mes, es posible que se realicen pagos a consultores internales. Entregan la lista de pagos brutos a sus proveedores y la Fiduciaria realiza los descuentos de ley y paga la nómina (contratos de prestación de servicios) .

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

FIDUCIARIA DAVIVIENDA

PA CNOG

MIEMBROS DEL

CNO-Gas
Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

2. Suscriben otro sí

3. Transfieren recursos, correspondientes a sus cuotas

1. Cede el contrato de Fiducia. Transfiriendo los recursos existentes.

SECRETARIO TECNICO

CNO-Gas
Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

4. Instruye la contratación derivada.

fiduciaria popular

6. Solicita Pagos

7. Efectúa los pagos instruidos.

TERCEROS

5. Suscribe los contratos solicitados

CONTRATISTAS

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

Esquema del Patrimonio Autónomo

- Se suscribe cesión del contrato entre Fiduciaria Davivienda y Fiduciaria Popular S.A., indicando una cláusula de indemnidad a favor de Fidupopular.
- Se reciben los recursos y bienes por parte del Patrimonio Autónomo administrado por Fiduciaria Davivienda.
- Se firma otro sí al contrato cedido entre los Fideicomitentes y Fiduciaria Popular S.A., debe existir una cláusula de indemnidad a favor de la fiduciaria.
- Se entrega en comodato precario lo bienes muebles del Patrimonio Autónomo.
- Los Fideicomitentes a través del Secretario Técnico del CNOG solicitan la contratación derivada requerida, con la información del respectivo contrato y documentación requerida para el caso.
- El Fideicomiso suscribe los contratos instruidos por el Fideicomitente, previo estudio de conocimiento del contratista.
- El ordenador del gasto solicita los pagos requeridos.
- El Fideicomitente remite a la Fiduciaria el archivo para el pago de la nómina, Fiduciaria Popular realiza la liquidación de la misma.
- El patrimonio autónomo efectúa los pagos solicitados previa aplicación de los descuentos de ley.
- Mensualmente la Fiduciaria remite los informes del estado del Fideicomiso.

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

Esquema del Patrimonio Autónomo

Previa a la cesión del contrato, el CNOG debe informar o documentar a la Fiduciaria sobre:

- Copia de las últimas dos rendiciones de cuentas.
- Estado del pago de impuestos.
- Posibles procesos judiciales actuales.
- Provisiones de los contratos laborales.
- En el otro sí debe existir una cláusula de indemnidad a favor de la fiduciaria.
- La Fiduciaria debe contar con la documentación de conocimiento del cliente de cada uno de los Fideicomitentes.

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

PATRIMONIO AUTONOMO DE ADMINISTRACION Y PAGOS

Remuneración de la Fiduciaria

LA FIDUCIARIA cobrará las siguientes comisiones:

TIPO DE COMISION	COMISION FIDUCIARIA	DESCRIPCION
Comisión de Estructuración	$1,500,000	Se cancela por una sola vez, previo a la firma del contrato.
Por administración del Fideicomiso	Dos punto cinco (2,5) S.M.L.M.V.	Desde la firma del contrato hasta su liquidación, por mes o fracción de mes. Esta comisión cubre hasta treinta (30) pagos mensuales; por cada pago adicional, se cobrará la suma de VEINTIOCHO MIL PESOS M/CTE ($28.000) si es realizado mediante transferencia electrónica.
Comisión por contrato	Cero punto Cinco (0,5) S.M.L.M.V.	Se Cancelara por cada contrato.

Las comisiones mencionadas anteriormente no incluyen IVA, el cual se cobrará de acuerdo a la normatividad legal vigente.

La comisión por la inversión de los recursos en los Fondos de Inversión Colectiva que administra la Fiduciaria, se regirá por el respectivo reglamente de cada fondo.

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

PATRIMONIO AUTONOMO DE ADMINISTRACION Y PAGOS

Gastos

Todos los costos, gastos y pagos necesarios para el cumplimiento del objeto del contrato Fiduciario y los que se generen por su constitución, ejecución, desarrollo y disolución o liquidación, sean ellos de origen contractual o legal, al igual que la remuneración de la **FIDUCIARIA** serán a cargo del **FIDEICOMITENTE.**

- Los gastos de personal.
- El gravamen a los movimientos financieros que se llegue a causar en la atención de los pagos ordenados con cargo a los recursos provenientes del contrato.
- Los servicios bancarios y contribuciones que se lleguen a causar en desarrollo del objeto del fideicomiso.
- La comisión fiduciaria, los gastos de impuestos y demás tributos fiscales, parafiscales, gravámenes notariales y expensas que se causen con ocasión de la celebración, ejecución, terminación y liquidación del contrato de fiducia.
- Los honorarios y gastos de los profesionales que deban ser contratados para la protección de los intereses y derechos de **EL FIDEICOMITENTE**, así como los gastos en que deba incurrirse por razón de procesos arbitrales o judiciales en los cuales haya de intervenir como parte el Fideicomiso.
- Los gastos de Revisoría Fiscal por concepto de honorarios cuando se requiera de su dictamen sobre los estados financieros del Fideicomiso por solicitud de **EL FIDEICOMITENTE** o cualquiera de los entes reguladores.
- Los gastos en que se incurra por la elaboración de informes diferentes a los estipulados en el contrato de fiducia o por la elaboración de otrosí al contrato. Estos gastos se pactarán previamente entre el fideicomitente y **LA FIDUCIARIA** antes de la elaboración del respectivo informe u otrosí.
- Los demás relacionados directa o indirectamente con el desarrollo del objeto del Fideicomiso que no estén contemplados dentro de los alcances de los servicios fiduciarios descritos en esta propuesta.
- Los demás que se establezcan por ley.

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

PATRIMONIO AUTONOMO DE ADMINISTRACION Y PAGOS PARA EL MANEJO DE ANTICIPOS

Matriz de riesgos

			ASIGNACIÓN	
DEFINICIÓN	TIPIFICACIÓN	VALORACIÓN	FIDEICOMITENTE	FIDUCIARIA
Riesgo de Fraude	Relacionado con los manejos irregulares, la parte que con su actuación u omisión haya generado un perjuicio será la responsable de cubrir en su totalidad el mismo	100%	X	X
Riesgo Suministro de Información	Aquel riesgo que conlleve el suministro de la información, que pueda ocasionar una desviación de los recursos y a la realización de pagos no afectos al objeto del contrato, por inexactitud en la información suministrada por las partes	100%	X	X
Riesgo de Inversión	Pérdida potencial en el valor de las posiciones activas, pasivas o contingentes, por cambios en variables tales como tasa de interés y tasa de cambio	100%	X	
Riesgo de Liquidez	Incapacidad en el cumplimiento de obligaciones con terceros, por la ausencia de flujo de ingresos y débitos de recursos estimados durante la vigencia del contrato que permita dar cumplimiento a las obligaciones de pagos	100%	X	
Riesgo Operativo	Riesgo que genere demoras en la iniciación de las actividades o suspensión de las mismas, por falta de giro oportuno de recursos por parte de la entidad fiduciaria, una vez radicadas las cuentas con el lleno de requisitos que se establezcan entre las partes	100%		X
Riesgo Legal	Pérdida potencial por el incumplimiento de disposiciones legales, reglamentarias o contractuales, la expedición de resoluciones administrativas y judiciales desfavorables	100%	X	
Riesgo Sarlaft	Surge de la posibilidad del ingreso de recursos de origen ilícito o que se destinen a actividades ilícitas	100%	X	
Riesgo Seguridad de la Información	Manejo, seguridad y confidencialidad de la información	100%		X

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

PA ANTICIPO AERONAUTICA CIVIL-ILS ENTELCOM CARTAGENA

Consideraciones generales

La presente propuesta tiene una vigencia de noventa (90) días, está sujeta a la aprobación del Comité Interno de Negocios y a la entrega de la documentación e información requerida por **LA FIDUCIARIA** para la implementación del esquema propuesto, así mismo, los términos que se han establecido dentro de esta misma propuesta.
En consecuencia, cualquier modificación o cambio que difiera de lo aquí establecido, conllevará una revisión de la comisión fiduciaria ofertada.

Defensor del Consumidor Financiero de la FIDUCIARIA POPULAR S.A.

Dr. Darío Laguado Monsalve (Principal)
Dra. Cecilia Martinez de Muñoz (Suplente)
Calle. Calle 70A No. 11-83 en la ciudad de Bogotá D.C.
PBX 543 9850 – 235 1604. Fax: 543 9855.
E-mail: reclamaciones@defensorialg.com.co
Pág. Web: www.defensorialg.com

Horario de atención: de 8:00 AM A 5:00PM de Lunes a Viernes en jornada continua. Si usted requiere información adicional acerca de la Defensoría del Consumidor Financiero de FIDUCIARIA POPULAR S.A., consúltenos de forma telefónica al teléfono (1) 607 99 77 – Fidulínea Nacional 018000513962, ó diríjase directamente a nuestras oficinas ubicadas en la Carrera 13A No. 29 - 24 Piso 20, en la ciudad de Bogotá, o al correo electrónico servicioalcliente@fidupopular.com.co. Las funciones del Defensor del Consumidor se desarrollan de conformidad con lo previsto en la Ley 795 de enero 14 de 2003, el Decreto Reglamentario 690 de 2003 el cual establece en su artículo séptimo los requisitos mínimos que debe contener la respectiva reclamación y/o queja, la Circular Externa No. 16 de mayo 29 de 2003 y las demás normas que las modifiquen, adicionen o deroguen

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

PATRIMONIO AUTONOMO DE ADMINISTRACION Y PAGOS

Documentación requerida

Persona Jurídica

- Formulario de Vinculación
- Solicitud de Otros Servicios
- Anexo - Información Complementaria Persona Jurídica
- Clasificación y perfil inversionista.
- RUT
- Fotocopia del original de la cedula de ciudadanía, ampliada al 150% del Representante Legal
- RUP
- Original cámara de comercio expedición no mayor a 30 días
- Fotocopia Declaración de Renta de los dos(2) últimos períodos.
- Fotocopia estados financieros dos (2) últimos periodos certificados o dictaminados
- Listado de socios o asociados con más del 5% de capital social, con número de identificación. Si son empresas se debe conocer su composición accionaria hasta identificar a las personas naturales.

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

GRACIASiii

SILVIA PATRICIA MELO PEREZ

DIRECTOR DE RELACIÓN COMERCIAL SENIOR

Teléfono: (571) 607 99 77 - Ext 437

Celular: 310 8437452

silvia.melo@fidupopular.com.co

VIVIANA SALCEDO

GERENTE REGIONAL BOGOTÁ – ZONA SUR

Teléfono: (571) 607 99 77 - Ext 370

Celular: 310 2395911

viviana.salcedo@fidupopular.com.co

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

Grupo AVAL

fiduciaria popular

Información de Tipo: PÚBLICA

5.3. Costo información suministrada por Concentra Inteligencia en Energía S.A.S.

Comentarios generales. Entre el CNOGas y Concentra Inteligencia en Energía S.A.S, en adelante Concentra, se suscribió un acuerdo para envío por Concentra de información, sin costo alguno, durante un período de 5 años a partir del año 2012. Recientemente Concentra informó al CNOGas sobre el cobro por el suministro de la información remitida mensualmente. A continuación los hitos generales sobre este tema:

- A partir del 11 de septiembre de 2012 Concentra inició el envío de información mensual al CNOGas, en cumplimiento de un acuerdo suscrito entre las partes. La información remitida consideraba los siguientes temas:
  - ✓ Información histórica de demanda a nivel mensual desagregada por sector de consumo y por región, Interior, Costa y Zona Aislada.
  - ✓ Información histórica de producción a nivel mensual desagregada por región, Interior, Costa y Zona Aislada.
- Bajo el acuerdo suscrito entre las partes, la información era suministrada sin costo alguno para el CNOGas.
- El plazo de vencimiento del acuerdo suscrito ocurre el 12 de septiembre de 2017.
- Mediante comunicación con radicado No 20171010003151000001 del 11 de agosto de 2017, Concentra comunicó al CNOGas que a partir de la fecha de vencimiento del acuerdo cobrará, por la entrega de la información referida en los párrafos anteriores de esta lámina, la suma de $12.700.000 anuales.

- Mediante comunicación CNOGas-255-2017 del 06 de septiembre de 2017 se informó a Concentra acerca de la necesidad de consultar al Consejo sobre la viabilidad de pagar el valor propuesto.

- La información remitida por Concentra es subida a nuestra página web, www.cnogas.org.co. La información sobre producción y demanda es convertida a esquemas gráficos.

- Las empresas miembros del CNOGas, en su gran mayoría, son socios de Concentra.

- Es de baja o nula utilidad la información remitida por Concentra para los análisis realizados por el CNOGas.

- El valor propuesto por Concentra no está incluido en el proyecto de presupuesto 2018.

Recomendación. Dada la vinculación de la gran mayoría de empresas miembros del CNOGas a Concentra, el costo del servicio propuesto y la utilidad de la información remitida al CNOGas, no se considera prudente asumir este costo ($12.700.000 anuales).

VISTO

Concentra
INTELIGENCIA EN ENERGÍA
Nit.: 900.362.833-6

20171010003151000001

Al contestar por favor cite estos datos:
Radicado No.: **20171010003151000001**
Fecha: **11-08-2017**

Ingeniero
Fredi Enrique López Sierra
Secretario Técnico
CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL
Ciudad

Asunto: Información suministrada por CONCENTRA Inteligencia en Energía S.A.S.

Reciba un cordial saludo

Desde el 11 de septiembre de 2012 CONCENTRA - Inteligencia en Energía, ha venido suministrándole información mensual, relacionada con los siguientes temas:

- Información histórica de demanda a nivel mensual desagregada por sector de consumo y regionalizada por interior, costa y zona aislada, la cual debe tener un tratamiento especial que permita la adecuada divulgación de la misma.
- Información histórica de producción a nivel mensual regionalizada por interior, costa y zona aislada, la cual debe tener un tratamiento especial que permita la adecuada divulgación de la misma.

Durante más de cuatro (4) años esta información ha sido proporcionada al CNO-Gas sin ningún valor, no obstante los costos en los que incurre CONCENTRA para la recopilación, verificación, procesamiento y suministro de esta.

Por medio de la presente pongo en su conocimiento las directrices tomadas por parte de la Compañía, en lo que tiene que ver con la información mencionada, no sin antes evidenciar las consideraciones respectivas:

Tal como es de su conocimiento, CONCENTRA es una Compañía de carácter netamente privado que tiene como único objetivo recopilar, gestionar y almacenar la información del mercado de gas natural, específicamente la que atiende a las transacciones que se surten dentro del mismo.

14 AGO. 2017

CNO-Gas
Consejo Nacional de Operación de Gas Natural
RECIBIDO

Concentra
INTELIGENCIA EN ENERGÍA
Nit.: 900.362.833-6

20171010003151000 01

Al contestar por favor cite estos datos:
Radicado No.: **20171010003151000 01**
Fecha: **11-08-2017**

Así las cosas, y dado que el objeto social de la compañia es la gestión misma de la información, y puesto que sus recursos no provienen de ninguna otra parte, más que de los aportes sociales y de los ingresos percibidos a cambio de la venta de la información administrada, le manifestamos que a partir de la fecha de vencimiento del convenio suscrito, se comenzara a efectuar el cobro por la información entregada.

En razón a lo anterior, le informamos que de conformidad con las políticas internas de la Compañia, el suministro de la información a ustedes entregada, a partir del 12 de septiembre de 2017, tendrá un valor anual de $12.700.000, que deberá pagar de manera anticipada dentro de los 5 primeros días posteriores al inicio del contrato que se suscribirá estableciendo las nuevas condiciones.

Cabe aclarar que este valor es considerablemente inferior al que pagan nuestros clientes actuales por la misma información, pero que dada la naturaleza de la gestión de su entidad, se ha optado por brindarles una tarifa especial. Este valor, abarca, la misma información que se viene entregando a la fecha.

Así las cosas, si es de su interés seguir contando con la información suministrada por CONCENTRA, sírvase dar respuesta a la presente indicando su aceptación.

Es de anotar que la falta de respuesta elevada por su parte, se traducirá en la falta de interés de continuar recibiendo dicha información, razón por la cual CONCENTRA se abstendrá de entregarla, posterior a la fecha de vencimiento del acuerdo suscrito con ustedes.

Reciba un cordial saludo,

JUAN FELIPE OSPINA URQUIJO
Gerente
CONCENTRA INTELIGENCIA EN ENERGÍA S.A.S.
jfospina@concentra.co

CNO-Gas
Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

Bogotá D.C., 06 de septiembre de 2017 **CNOGAS-255-2017**

Doctor
Juan Felipe Ospina Urquijo
Gerente
Concentra Inteligencia en Energía S.A.S.
Ciudad

Asunto: Su comunicación radicado No 2017101000315100001 del 11 de agosto de 2017, Información suministrada por CONCENTRA Inteligencia en Energía S.A.S.

Respetado doctor Ospina

Analizada la comunicación del asunto remitida por Concentra Inteligencia en Energía S.A.S. y las implicaciones económicas que se derivan de la misma, resulta imposible atender su requerimiento hasta tanto el mismo sea sometido a consulta y aprobación de los miembros del CNOGas en la sesión del próximo 12 de octubre del año en curso.

Así las cosas, una vez analizada su propuesta en la reunión mencionada en el párrafo anterior de la presente comunicación, estaremos confirmando la decisión que sobre este particular se adopte.

Cordial saludo

FREDI ENRIQUE LÓPEZ SIERRA
Secretario Técnico

Solicitud aprobación CNOGas

Se solicita al Consejo aprobar los temas de los numerales 5.1, 5.2 y 5.3 considerando el alcance de las propuestas realizadas.

- ❑ **5.1. Proyecto de presupuesto CNOGas_2018.**
- ❑ **5.2 Incremento comisión fiduciaria_FiduDavivienda.**
- ❑ **5.3 Costo información suministrada por Concentra Inteligencia en Energía S.A.S.**

En el acta de la presente sesión ordinaria CNOGas No 136 se redactarán los términos de la aprobación del Consejo para los 3 temas.

6. TEMAS INFORMATIVOS

6.1. Acuerdo No 001 de 2017_Criterios proceso selección firmas auditoras Resolución CREG 107 de 2017.

Comentarios generales. La CREG mediante la Resolución CREG 107 de 2017 en su Artículo 23. Auditoría, encargó al CNOGas elaborar y publicar una lista de firmas auditoras para los proyectos que se ejecuten bajo procesos de selección, o a través del transportador incumbente. El CNOGas desarrolló basado en lo previsto en el proyecto de Resolución CREG 038 de 2016, los lineamientos y criterios generales preliminares para realizar un proceso de selección de las firmas auditoras. A continuación los hitos generales sobre este tema:

- En la reunión plenaria ordinaria CNOGas No 133 realizada el 20 de abril del presente año el Consejo aprobó lo siguiente: *"…(…)…El Consejo plantea la necesidad de continuar revisando los términos del Acuerdo No 001 de 2017, teniendo en cuenta que (i) Las resoluciones que lo sustentan no están en firme y (ii) La UPME no ha entregado la información correspondiente a los parámetros requeridos incorporar en el Acuerdo No 001 de 2017. En este sentido el Consejo confirma su acuerdo con el avance en la definición de los criterios; sin embargo considera necesario esperar la publicación de las resoluciones definitivas para continuar con el proceso de selección y publicación de firmas auditoras según lo previsto en los proyectos de Resolución CREG 038 y 090 de 2016".*

- El pasado 08 de septiembre de 2017 la CREG divulgó la Resolución CREG 107-2017 " Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural", la cual fue publicada en el Diario Oficial No 50353 del 11 de septiembre de 2017.

- El CNOGas remitió a la UPME el 18 de septiembre de 2017 la comunicación CNOGas-257-2017 mediante la cual solicita la información relacionada con los parámetros y consideraciones a tener en cuenta para la definición de los lineamientos y criterios para el proceso de selección de las firmas auditoras, según lo previsto en el Artículo 23. Auditoría, de la Resolución CREG 107 de 2017.

- El plazo otorgado al CNOGas para la publicación de la lista de firmas auditoras es de 3 meses contados a partir de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 107 de 2017.

- El Secretario técnico remite el 15 de septiembre de 2017 a los miembros del CNOGas la versión preliminar del Acuerdo No 001 de 2017 "Por medio del cual se establecen los criterios que deben observar las firmas auditoras de los procesos asociados con lo establecido en la Resolución CREG 107 de 2017", considerando que, según instrucciones del Comité técnico definido para la revisión inicial del Acuerdo No 001 de 2017 se debe separar en 2 grupos el listado de firmas auditoras, considerando las especialidades de los proyectos previstos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural acogido por el Ministerio de Minas y Energía: Grupo 1, firmas auditoras para ductos y Grupo 2, firmas auditoras para la planta de regasificación de GNL a construir en el Pacífico colombiano.

- En el artículo 24. Obligaciones del auditor de la Resolución CREG 107-2017 se define que: *"Con base en el informe del literal b) del presente Artículo, y dentro de los 10 días hábiles siguientes a la entrada en operación del proyecto, el CNOG expedirá un certificado de entrada en operación que remitirá al MME, a la UPME, a las SSPD, y al adjudicatario o al Transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de IPAT".*

Se espera respuesta de la UPME a la solicitud del CNOGas mediante comunicación CNOGas-257-2017, para incorporar los parámetros y consideraciones en el Acuerdo No 001 de 2017 y someter a aprobación del Consejo.

- Igualmente el Consejo revisa posible impedimento de sus miembros, ocasionado por su interés en participar en los proceso de la UPME para los proyectos que se ejecuten bajo procesos de selección, o a través del transportador incumbente y la participación en la escogencia de firmas auditoras a los proyectos de la UPME.

- Por instrucción de miembros del CNOGas se solicitó concepto legal a la Dra Nora Palomo, asesora jurídica del CNOGas, el cual se copia a continuación:

"Apreciado doctor Fredi, buenas tardes. En relación con el tema planteado en su comunicación de la fecha, debo señalar, de manera general - sin formular consideraciones específicas comoquiera que no se ha presentado para mi estudio una situación concreta, particular-, que podría configurarse un posible conflicto de intereses por cuanto la empresa que participa en el proceso de selección a que alude la Resolución CREG 107 de 2017, y que posteriormente, actúa como miembro del CNOGAS, en la elaboración de la lista de las firmas auditoras de los proyectos señalados en la misma regulación, incluidos en los que decida participar, serían actuaciones que podrían calificarse como de "juez y parte". En la misma perspectiva general, si conforme con el procedimiento interno que deba aplicar el CNOGas, se establece un conflicto de intereses en relación con algún miembro suyo, porque ha decidido participar en el proceso de selección, me permito sugerir que se aplique el procedimiento

interno propuesto en la versión preliminar del Código de Buen Gobierno, en cuyo caso, la competencia para adoptar la decisión final compete al Consejo en pleno. Con mucho gusto, quedo a su amable disposición para las aclaraciones que estime necesarias. Agradezco su atención. Cordial saludo, nora palomo García" (Subrayado por fuera del texto original).

- El Código de Buen Gobierno aún se encuentra en revisión por el CNOGas (ver detalles en el numeral 6.2. Código de Buen Gobierno del CNOGas, de esta presentación)

Se espera revisión del CNOGas para definir acciones a seguir, en relación al probable conflicto de intereses de las empresas miembros del CNOGas, en la aplicación de lo previsto en la Resolución CREG 107-2017.

ACUERDO No. 001 de 2017

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

Comentario [F1]: Se ajustará una vez el documento se encuentre aprobado.

Contenido

1. OBJETIVOS 2
2. REQUISITOS DE LAS FIRMAS AUDITORAS.....3
3. OTRAS RESPONSABILIDADES DE LAS FIRMAS AUDITORAS, INFORMES.....3
4. DOCUMENTACIÓN PARA ACREDITACIÓN DE EXPERIENCIA DE LAS FIRMAS AUDITORAS.....6

Fecha de aprobación:	xxx-xxx-2017	
No. reunión CNOGas	CNOGas No xxx	
Presidente:	xxx	
Asesor Jurídico:	Nora Palomo	
Secretario Técnico:	Fredi E. López	

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

CONSIDERANDO:

a) Que mediante la Resolución CREG 107 de 2017 "Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural" la CREG definió los lineamientos generales, entre otros a cargo del CNOGas, la conformación y publicación de un listado de firmas auditoras a los proyectos del plan de abastecimiento de gas natural acogidos por el Ministerio de Minas y Energía.

b) Que de conformidad con lo establecido en el Artículo 23. Auditoría, de la Resolución CREG 107 de 2017, *"Todos los proyectos que se ejecuten bajo procesos de selección, o a través del transportador incumbente según se establece en el* ***¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.*** ~~*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* ***¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.*** ~~*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-xxx-2017 de xxx de xxx 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 xxx de xxx de xxx de 2017 remitió al CNOGas la información solicitada en comunicación CNOGas-xxx-2017 de xxx de xxx de 2017.

g) Que el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural en la reunión No. xxx de xxx de xxx de 2017 aprobó someter a consulta el presente Acuerdo, de conformidad con lo establecido en el Acuerdo Operativo CNOGas-001 de 2011.

Comentario [F2]: Mecanismos para someter a consulta???...Se requiere someterlo???

ACUERDA:

1. OBJETIVOS

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

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

2. LAS FIRMAS AUDITORAS

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

3. REQUISITOS GENERALES DE LAS FIRMAS AUDITORAS

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) No estar incursa 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.
c) No tener vinculación económica con la empresa auditada o sus empresas filiales o asociadas.
d) 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.
e) 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.
f) Experiencia específica comprobada mínima de 5 años en Colombia o en el exterior en relación con las labores descritas en los literales e), f) y g) del numeral 4. DOCUMENTACIÓN PARA ACREDITACIÓN DE EXPERIENCIA ESPECÍFICA DE LAS FIRMAS AUDITORAS, del presente documento.
g) Experiencia comprobada del personal auditor mínima de 5 años en las labores descritas en los literales e), f) y g) del numeral 4. DOCUMENTACIÓN PARA ACREDITACIÓN DE EXPERIENCIA ESPECÍFICA DE LAS FIRMAS AUDITORAS, del presente documento. El líder del proyecto deberá estar certificado PMP. Se requiere especificar si la prestación del servicio de auditoria se realizaría con personal propio o personal contratado con terceros (a través de otras compañías).
h) Cumplir con los indicadores financieros descritos a continuación:
   - ✓ Indicador de Liquidez: Activos Corrientes/Pasivos Corrientes. Este indicador debe ser mayor o igual a 1.5.

- ✓ Indicador de Endeudamiento: Pasivos Totales/Activos Totales X 100. Este indicador debe ser menor o igual a 70%
- ✓ Indicador de Capital de Trabajo: Valor del Contrato/Plazo del Contrato X 3 Meses. Este indicador debe ser mayor o igual al resultado de la formula

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

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

a) 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.

b) 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

c) Carta, firmada por el representante legal de la sociedad, en donde certifique no estar incursa 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.

d) 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.

e) Certificación y/o acreditación de la firma auditora en mínimo 5 años en (i) contratos de suministro y transporte de gas natural importado, construcción de plantas petroquímicas, plantas de gas natural licuado u otras construcciones de instalaciones que la compañía considere aplicable a este proceso o (ii) Interventoría construcción de plantas petroquímicas, plantas de gas natural licuado u otras construcciones de instalaciones que la compañía considere aplicable a este proceso (sujeta al análisis y aceptación del CNOGas).

Comentario [F3]: Procesos asociados con experiencias en planta de regasificación

f) Certificación y/o acreditación de la firma auditora en mínimo 5 años en (i) contratos de construcción de sistemas de transporte de hidrocarburos (gas y petróleo) con presiones mínimas de 500 psig, longitud 30 kms y diámetro no menor a 4" u otras construcciones de instalaciones que la compañía considere aplicable a este proceso o (ii) Interventoría construcción de sistemas de transporte de hidrocarburos (gas y petróleo) con presiones mínimas de 500 psig, longitud 30 kms y diámetro no menor a 4" u otras construcciones de instalaciones que la compañía considere aplicable a este proceso (sujeta al análisis y aceptación por el CNOGas).

Comentario [F4]: Procesos asociados con experiencias en ductos

g) Certificación y/o acreditación de la firma auditora en mínimo 5 años en (i) contratos de instalación de estaciones compresoras (Incluye la construcción de las obras civiles, mecánicas, eléctricas, instrumentación, etc. requeridas para su instalación) con al menos 2 unidades compresoras reciprocantes o centrífugas para operar con presiones mínimas de descarga de entre 600 y 1.200 psig o (ii) Interventoría a la instalación de estaciones compresoras (Incluye la construcción de las obras civiles, mecánicas, eléctricas, instrumentación, etc. requeridas para su instalación) con al menos 2 unidades compresoras reciprocantes o centrífugas para operar con presiones mínimas de descarga de entre 600 y 1.200 psig u otras construcciones de instalaciones que la compañía considere aplicable a este proceso (sujeta al análisis y aceptación por el CNOGas).

Comentario [F5]: Procesos asociados con experiencias en compresoras

h) Estados financieros auditados a 31 de diciembre de 2016 e indicadores financieros del numeral 3. Requisitos de las firmas auditoras, del presente documento.

i) Diligenciamiento y suscripción por el representante legal de la información contenida en el Anexo 2-Declaración y control de LA-FT.

Todos los oferentes deberán cumplir con los requisitos establecidos en los numerales a), b), c), d), h) e i) del presente numeral 4. Las certificaciones referidas en los literales e), f) y g) de este numeral serán presentadas por el oferente de acuerdo con su interés de participar como auditor en alguna (s) o todas las especialidades definidas en dichos literales.

ANEXO 1.
RESOLUCIÓN CREG 107-2017_Artículos 23, 24 y 25.

Artículo 23. Auditoría. Todos los proyectos que se ejecuten bajo procesos de selección, o a través del transportador incumbente según se establece en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la presente Resolución, deberán contar con una firma auditora en los términos y condiciones aquí establecidos, la cual deberá ser seleccionada a partir de una lista de firmas auditoras elaborada por el CNOG.

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

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

La firma auditora será contratada por una fiducia y el contrato deberá tener una vigencia, por lo menos, hasta seis meses después de la FPO o de la FPO ajustada según se establece en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la presente Resolución. La fiducia será contratada por el adjudicatario, o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de $IPAT$, y este entregará a la fiducia, al momento de suscribir el contrato, todos los recursos correspondientes al costo de la auditoría establecido por la UPME. Cuando haya ajustes en la FPO, según se establece en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la presente Resolución, y este ajuste de lugar a aumentar los costos de la auditoría, la UPME informará al adjudicatario, o al transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de $IPAT$, y fijará el plazo para que este entregue a la fiducia los recursos para cubrir los costos adicionales de la auditoría.

El alcance de la auditoría exigida corresponderá a las obligaciones asignadas en el 0 de la presente Resolución. Su incumplimiento dará lugar a la terminación del contrato y a que la firma auditora sea excluida de la lista que elabora el CNOG.

Para seleccionar el auditor se tendrá en cuenta lo siguiente:

a) De la lista de firmas auditoras publicada por el CNOG la UPME escogerá, mediante proceso competitivo, la firma auditora y su costo para cada proyecto.

b) En los términos de referencia del proceso de selección la UPME dará a conocer el costo de la auditoría y el nombre del auditor con el objeto de que el proponente incluya dicho costo dentro de su oferta. Cuando se trate de proyectos de $IPAT$ ejecutados como se establece en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la presente Resolución, la UPME informará a la CREG y al transportador incumbente el costo de la

auditoría y el nombre del auditor antes del plazo límite para el transportador incumbente establecido en el literal **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** del **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la presente Resolución.

c) La minuta del contrato entre la fiducia y el auditor deberá acogerse a lo que para tales fines establezca la UPME y deberá contener las obligaciones del auditor establecidas en el 0 de la presente Resolución y en los documentos con los que se abra el proceso de selección.

d) El adjudicatario, o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de $IPAT$, deberá suscribir un contrato de fiducia, con una entidad debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, donde se definirá, entre otros aspectos, que la UPME es la entidad que autoriza los pagos al auditor.

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

Artículo 24. Obligaciones del auditor. El auditor seleccionado para el proyecto deberá radicar en las oficinas i) del MME, ii) de la UPME, iii) de la SSPD, iv) de la fiducia que contrató al auditor, y v) del adjudicatario o del transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de $\boldsymbol{IPAT}$, informes sin ambigüedades con mínimo la siguiente información:

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

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

b) Un informe final en donde certifique que el proyecto se ajusta a los requerimientos establecidos en el plan de abastecimiento, así como que el proyecto cumple lista de chequeo a satisfacción que demuestre que se encuentra listo para su entrada en operación.

c) Cuando se configure un incumplimiento insalvable como se establece en el 0 de la presente Resolución, un informe de manera inmediata en donde se ponga en conocimiento tal situación. Este informe deberá acompañarse de un inventario de las obras ejecutadas e indicar el avance porcentual de cada una.

d) Los demás informes que sobre temas específicos requieran el MME, o a quién este delegue, la SSPD o la UPME.

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

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

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

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

a) Abandono por parte del adjudicatario, o del transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de $IPAT$, de la ejecución del proyecto, dado por la cesación no justificada de las actividades descritas en el cronograma detallado de las etapas de construcción del proyecto.
b) Cuando en el informe de que trata el literal a) del **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la presente Resolución el auditor verifique que el adjudicatario, o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de $IPAT$, omitió corregir desviaciones, identificadas en el informe previo, que no corresponden a las características del proyecto definido en el plan de abastecimiento adoptado por el MME y en los documentos de selección, siendo obligación de este hacerlo.
c) Cuando en el informe de que trata el literal a) del **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la presente Resolución el auditor verifique que el adjudicatario, o el transportador incumbente que ejecute en primera instancia proyectos de $IPAT$, no corrigió desviaciones en el proyecto, identificadas en el informe previo, que llevan a que las características técnicas de alguno de los activos del proyecto sean menores a las requeridas por los estándares y normas técnicas aplicables. Para el caso de proyectos de transporte de gas los estándares y normas técnicas aplicables se establecen en el numeral 6 del RUT, o aquellas normas que lo modifiquen o sustituyan.
d) Cuando a la terminación del proyecto el auditor identifique que el proyecto ejecutado no coincide con los requerimientos exigidos en el plan de abastecimiento de gas y en los documentos de selección.

El suscrito, _____ identificado con _____ No. _____ obrando en _____(nombre propio o en representación de) de _____(nombre del representado), identificado con (CC/NIT) _____, declaro bajo la gravedad del juramento, sujeto a las sanciones establecidas en el Código Penal:

1. Que mis recursos (o los recursos de la persona natural o jurídica que represento) provienen de actividades lícitas y están ligados al desarrollo normal de mis/sus actividades, y que, por lo tanto, los mismos no provienen de ninguna actividad ilícita de las contempladas en el Código Penal Colombiano o en cualquier norma que lo sustituya, adicione o modifique.

2. Que yo (o la persona natural o jurídica que represento) no he/ha efectuado transacciones u operaciones consistentes en o destinadas a la ejecución de actividades ilícitas de las contempladas en el Código Penal Colombiano o en cualquier norma que lo sustituya, adicione, o modifique, o a favor de personas que ejecuten o estén relacionadas con la ejecución de dichas actividades.

3. Que los recursos informados como parte del proceso licitatorio no provienen de ninguna actividad ilícita de las contempladas en el Código Penal colombiano o en cualquier norma que lo modifique, adicione o sustituya.

4. Que la entidad que represento cumple con las normas sobre prevención y control al lavado de activos y financiación del terrorismo (LA/FT) que le resulten aplicables (de ser el caso), teniendo implementados las políticas, procedimientos y mecanismos de prevención y control al LA/FT que se derivan de dichas disposiciones legales

5. Que ni yo, ni la entidad que represento, ni sus accionistas, asociados o socios, sus representantes legales y miembros de la Junta Directiva, se encuentran en las listas internacionales vinculantes para Colombia de conformidad con el derecho internacional (listas de las Naciones Unidas) o en las listas de la OFAC, estando el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOGas, facultado para efectuar las verificaciones que considere pertinentes y para dar por terminada cualquier relación comercial o jurídica si verifica que me encuentro o que alguna de las personas mencionadas figura en dichas listas.

6. Que no existe contra mí o contra la entidad que represento ni sus accionistas, asociados o socios, sus representantes legales y sus miembros de la Junta Directiva, investigaciones o procesos penales por delitos dolosos, estando el CNOGas facultado para efectuar las verificaciones que considere pertinentes en bases de datos o informaciones públicas nacionales o internacionales y para dar por terminada cualquier relación comercial o jurídica si verifica que yo o alguna de las personas mencionadas tienen investigaciones o procesos, o existen informaciones en dichas bases de datos públicas que puedan colocar al CNOGas frente a un riesgo legal o de reputación.

7. Que en el evento en que tenga conocimiento de alguna de las circunstancias descritas en los dos párrafos anteriores, me comprometo a comunicarlo de inmediato al CNOGas.

8. Que con la firma del presente documento, se entiende que tanto yo como la persona natural o jurídica que represento, otorgamos nuestro consentimiento informado, y por lo tanto autorizamos al CNOGas a comunicar a las autoridades nacionales o de cualquiera de los países en los cuales el CNOGas realice operaciones, sobre alguna cualquiera de las situaciones en este documento descritas, así como a suministrar a las autoridades competentes de dichos países, toda la información personal, pública, privada o semiprivada que sobre mí o sobre la persona natural o jurídica que represento, ellas requieran. Así mismo, para que el CNOGas efectúe los reportes a las autoridades competentes que considere procedentes, exonerándola de toda responsabilidad por tal hecho.

9. Que toda la documentación e información aportada para el proceso licitatorio con el CNOGas es veraz y exacta, estando el CNOGas facultado para efectuar las verificaciones que considere pertinentes y para excluir a la persona natural o jurídica del proceso licitatorio.

10. Que ninguna otra persona natural o jurídica, tiene interés no legítimo en el contrato o negocio jurídico que motiva la suscripción de la presente declaración.

11. Qué conozco, declaro y acepto que el CNOGas está en la obligación legal de solicitar las aclaraciones que estime pertinentes en el evento en que se presenten circunstancias con base en las cuales el CNOGas pueda tener dudas razonables sobre mis operaciones o las operaciones de la persona natural o jurídica que represento, así como del origen de nuestros activos, evento en el cual suministraremos las aclaraciones que sean del caso. Si estas no son satisfactorias, a juicio del CNOGas, la autorizamos para dar por terminada cualquier relación comercial o jurídica.

12. Que, así mismo, autorizo al CNOGas para que, directamente o por intermedio de las personas que designe, verifique y confirme la información suministrada en los numerales 13 y 14 siguientes, incluyendo la efectiva aplicación del SISTEMA DE PREVENCION Y CONTROL DE LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO al interior de nuestra entidad.

13. Que la entidad que represento (en adeante “LA ENTIDAD”), cuenta con un SISTEMA DE PREVENCION Y CONTROL DE LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO, el cual cumple a cabalidad con las normas colombianas que le son aplicables.

14. Que, en desarrollo de lo afirmado en el numeral 13 anterior, CERTIFICO que:

a. LA ENTIDAD da cumplimiento a las normas y regulaciones colombianas relacionadas con la prevención y control al lavado de activos y el financiamiento del terrorismo que le son aplicables.

SI_____ NO_____

b. LA ENTIDAD cuenta con adecuadas políticas, manuales y procedimientos de prevención y control al lavado de activos y a la financiación del terrorismo, que dan cabal cumplimiento a las regulaciones vigentes que le son aplicables.

SI_____ NO_____

c. Ha estado involucrada LA ENTIDAD en investigaciones por violación a las leyes relacionadas con el Lavado de Activos y Financiación de Terrorismo.

SI_____ NO_____

d. Ha sido sancionada LA ENTIDAD o alguno de sus empleados o directivos por violación de las leyes relacionadas con el Lavado de Activos y Financiación de Terrorismo.

SI_____ NO_____

e. Los datos del oficial o empleado de cumplimiento de LA ENTIDAD:

Nombre:_____

Teléfono:_____

Correo electrónico:_____

Dirección:_____

f. Si alguna de las respuesta de los literales a) al d) anteriores es negativa, en razón de que usted, por normas legales, no está obligado a adoptar sistemas de LA/FT, marque una X en el campo correspondiente:

1. No estoy obligado por normas legales _____
2. Otra razón _____
3. Explique cuál razón _____

_____

FIRMA (REPRESENTANTE LEGAL SI ES PERSONA JURIDICA)
NOMBRE
DOCUMENTO DE IDENTIFICACIÓN

EMPRESA

6.2. Código de Buen Gobierno del CNOGas.

Comentarios generales. En la sesión plenaria CNOGas No 130 de diciembre de 2016, el Consejo aprobó como parte de los temas a desarrollar en 2017, la estructuración de un Código de Buen Gobierno que contenga los principios orientadores a los que deben ceñirse los miembros del CNOGAS, así como las actuaciones que deben cumplirse para evitar incurrir en conflictos de interés y desconocer el régimen de prácticas empresariales cuando desarrollen las funciones que le han sido asignadas. A continuación los hitos generales sobre este tema:

- En la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 133 realizada el 20 de abril de 2017, la asesora jurídica del CNOGas, Dra. Nora Paloma, presentó el contenido del documento preliminar del Código de Buen Gobierno, para conocimiento de los miembros del Consejo. El documento fue puesto a consideración de los miembros del Consejo para comentarios.

- El pasado 12 de julio del presente año, Isagen remitió comentarios al proyecto de Código de Buen Gobierno.

- La versión del Código de Buen Gobierno comentada por Isagén fue remitida a la Dra. Nora Palomo, asesora jurídica del CNOGas, el 29 de agosto de 2017 para revisión legal, quien remitió sus comentarios el 04 de septiembre del año en curso.

- En teleconferencia realizada el 12 de septiembre de 2017, se consulta a la Dra. Nora Palomo algunas recomendaciones, sobre las cuales realizará nueva revisión jurídica, a saber:

- ✓ 4.2. TRÁMITE. Quien considere se encuentre incurso en una causa de inhabilidad o incompatibilidad, debe informarlo al Secretario Técnico del CNOGAS previamente al inicio de la sesión en la que se discutirá el tema específico, con su debida justificación. En el respectivo Orden del día, se incluirá este asunto, como punto prioritario, y será puesto en consideración del Consejo por su Presidente, para que decida sobre el mismo. Cumplido lo anterior, y aceptado el impedimento o la inhabilidad por el Consejo, el respectivo integrante se abstendrá de participar en el trámite respectivo del asunto de que se trate .
- ✓ 5.3. PROCEDIMIENTO QUE DEBE SURTIRSE. En el evento en que no se logre el quórum exigido en los estatutos para decidir en razón del número de miembros que resulte afectado por un conflicto de intereses, se aplicarán las normas que regulan la materia .

Sobre el numeral 5.3 anterior, Isagén comentó lo siguiente: *"Remitir a las normas de manera expresa, lo anterior dado que puede ser normas aplicables al sector público, pero también al sector privado".*

❑ El Estatuto del CNOGas establece que:

4.2. DELIBERACIONES Y DECISIONES

"El CNO-Gas deliberará y aprobará las decisiones, de conformidad con lo que se ha establecido en el artículo 4o del Decreto 2282 de 2001. "Artículo 4°. Quórum deliberatorio y decisorio. El CNO podrá deliberar con las dos terceras partes de sus miembros y sus decisiones deberán ser tomadas por mayoría que incluya el voto favorable de por lo menos

dos (2) de los representantes de los productores, dos (2) de los representantes de los remitentes y dos (2) de los representantes de los transportadores. En caso de empate, el voto del representante del Ministro de Minas y Energía se contará doblemente".

❑ La Dra. Nora Palomo manifiesta que no ha encontrado una norma expresa para establecer un procedimiento para los reemplazos de los miembros del CNOGas que se declaren impedidos y que afecten el quorum decisorio.

❑ En teleconferencias con la Dra. Nora Palomo el pasado 27 de septiembre y 03 de octubre del año en curso, la nueva revisión jurídica arrojó el siguiente resultado:

- ✓ El marco normativo que rige lo atinente a los impedimentos y/o inhabilidades no consagra, en forma expresa, el régimen aplicable a los miembros de consejos asesores de la Administración, como es el caso el CNOG.

❑ Se propone revisar alguna de las siguientes opciones:

- ✓ Adicionar el Artículo 4°. Quórum deliberatorio y decisorio del Decreto 2282 de octubre de 2001 "Por el cual se adiciona y modifica el Decreto 2225 del 30 de octubre de 2000", para reglamentar mecanismos que permitan resolver los impedimentos y decisiones del Consejo.

- ✓ Revisar el proyecto de Decreto publicado en febrero de 2016 “Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en relación con la conformación del Consejo Nacional de Operación de Gas, CNO”, de tal manera se adicione el mecanismo que permita resolver los impedimentos y decisiones del Consejo.

Una vez expedido el decreto, éste se incorporaría a los estatutos básicos del CNOGas.

Todos estos escenarios conllevan propuestas al Ministerio de Minas y Energía, previa revisión por la Dra. Nora Palomo, eventualmente, con abogados de las empresas miembros del CNOGas en teleconferencia.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL – CNO–GAS -

CODIGO DE BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

- **VERSIÓN PRELIMINAR -2 ~~PARA REVISIÓN DE CNOGAS~~**

BOGOTA D.C., MARZO 29 de 2017

Código de campo cambiado

☎ (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

INDICE

ADOPCIÓN DEL CÓDIGO DE BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

I. Fundamentación.

II. Adopción del Código de Buen Gobierno y su objeto

2.1. Aprobación.
2.2. Destinatarios.
2.3. Carácter vinculante y publicidad.

III. Principios orientadores de las actuaciones del CNOGAS.

3.1. Eficiencia.
3.2. Transparencia.
3.3. Planeación.
3.4. Buena Fe.
3.5. Publicidad.
3.6. Colaboración.
3.7. Responsabilidad.
3.8. Evitar los conflictos de interés.

IV. Régimen de Inhabilidades e Incompatibilidades.

4.1. Inhabilidades e Incompatibilidades.

4.2. Trámite.

Código de campo cambiado

☎ (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

V. Conflictos de Interés

5.1. Concepto.

5.2. Deber de Informar.

5.3. Procedimiento que debe surtirse.

VI. Prácticas empresariales indebidas.

VII. Vigencia y modificación del Código.

Código de campo cambiado

☎ (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

ADOPCIÓN DEL CÓDIGO DE BUEN GOBIERNO

I. FUNDAMENTACIÓN

1.1. Naturaleza Jurídica

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOGAS, es un órgano consultivo y asesor de las autoridades estatales del sector energético (Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG), así como de las empresas y remitentes del servicio público de gas natural, con el fin de hacer recomendaciones que busquen que la operación integrada del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural sea segura, confiable y económica. (Ley 401 de 1997).

1.2. Conformación

El CNOGAS está conformado por:

1. Un (1) representante del Ministerio de Minas y Energía con voz y voto, quien lo preside.

2. Cuatro (4) representantes de los productores con voz y voto a razón de 1 por cada 25% de la producción total de gas del país.

3. Cuatro (4) representantes de los remitentes con voz y voto a razón de 1 por cada 25% de la demanda total de gas del país. (2 de estos deberán representar el sector termoeléctrico).

4. Un (1) representante del Centro Nacional de Despacho Eléctrico con voz y voto.

5. Los representantes de los Sistemas de Transporte de Gas Natural con voz y voto que tengan capacidad superior a 50 Mpcd. Los representantes de los productores a razón de uno (1) por cada 25% de la producción total de gas del país, serán seleccionados de la siguiente manera: 1. Los productores podrán ser asociados y/o operadores. 2. Se tomará en cuenta la producción total de Gas Natural, tal y como se

definió en el Decreto 2225 de 2000. 3. Se contabilizarán las participaciones de cada productor en la producción total así especificada, independientemente de quien haya comercializado la producción respectiva y se ordenará el porcentaje de mayor a menor. 4. Una vez ordenados, serán representantes los cuatro (4) primeros productores.

Los cuatro (4) representantes de los remitentes, a razón de uno (1) por cada 25% de la demanda total del país, dos (2) de ellos representantes del sector termoeléctrico, serán seleccionados de la siguiente manera: 1. Se tomará en cuenta la demanda total de cada remitente, definida de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto 2225 de 2000, y se ordenará de mayor a menor. 2. Una vez ordenados, los dos primeros remitentes que sean simultáneamente generadores térmicos serán los representantes del sector térmico. Si el segundo generador en este orden pertenece a la misma área de influencia del primero, se tomará al siguiente mayor generador en la lista perteneciente a un área de influencia diferente a la del primer representante del sector termoeléctrico. 3. Los dos representantes de los remitentes restantes corresponderán a los dos primeros remitentes que no son a su vez generadores térmicos, ordenados de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto 2225 de 2000.

Si el segundo remitente pertenece a la misma área de influencia del primero, se tomará el siguiente mayor remitente perteneciente a otra área de influencia.

El Representante del Centro Nacional de Despacho Eléctrico, o la entidad equivalente, será el Director de dicha entidad o quien haga sus veces.

Los representantes del Sistema Nacional de Transporte serán seleccionados de la siguiente forma: 1. Participarán todos aquellos representantes del Sistema Nacional de Transporte que tengan capacidad superior a 50 millones de pies cúbicos diarios. 2. Únicamente serán representantes de los sistemas de transporte los Prestadores del Servicio de Transporte o Transportadores, definidos en Capítulo I del presente Titulo. . . 3. La Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, certificará, a más tardar el 1º de marzo de cada año, cuáles sistemas de transporte tienen capacidad superior a 50 millones de pies cúbicos diarios.

Ningún agente podrá representar simultáneamente a varias actividades en el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOGAS.

Código de campo cambiado

☎ (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

Una vez notificados los representantes seleccionados, deben expresar mediante comunicación escrita a la UPME, dentro de los 5 días calendario posteriores, su aceptación o rechazo a la participación en el CNOGAS para el período correspondiente. En caso de no haber aceptación, la UPME procederá a nombrar un reemplazo, conforme al orden de la lista. En caso de que alguno de los representantes de los productores o de los remitentes en el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural - CNOGAS comunique por escrito a la Secretaría Técnica que no desea continuar participando en el CNOGAS, esta Secretaría notificará a la UPME, con el fin de que proceda a señalar su reemplazo conforme al orden de la lista, dentro de los siguientes quince (15) días calendario.

1.3. Funciones

El CNOGAS, como organismo asesor de las autoridades competentes en el sector de gas natural colombiano, cumplirá las tareas que le han sido asignadas con sujeción a lo dispuesto en la Constitución Política, y en la Ley 401 de 1997, en el Decreto 1175 de 1999, la Resolución 071 del 3 de diciembre de 1999 de la CREG y demás normas que regulen la materia.

Además, y en consecuencia orientará todas sus actuaciones con sujeción a los principios de eficiencia, transparencia, publicidad e integridad, y sujetándose al Código de Buen Gobierno Corporativo que a continuación y con carácter vinculante se adopta y desarrolla en su contenido en la Parte II de este documento.

II. ADOPCIÓN DEL CÓDIGO DE BUEN GOBIERNO Y SU OBJETO

2.1. Aprobación. El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, en sesión ordinaria del día -----, ----- adopta el siguiente Código de Buen Gobierno Corporativo que obliga a todos sus integrantes y desarrolla los principios y reglas que orientan las actuaciones éticas de sus miembros en el cumplimiento de las funciones asignadas por la ley. Su contenido no modifica ni deroga las leyes ni los actos expedidos por las autoridades competentes, así como tampoco la estructura y régimen específico de cada entidad miembro del Consejo.

Este Código de Buen Gobierno contiene los principios orientadores a los que deben ceñirse los miembros del CNOGAS, así como las actuaciones que deben cumplirse para evitar incurrir en conflictos de interés y desconocer el régimen de prácticas empresariales cuando desarrollen las funciones que le han sido asignadas.

2.2. Destinatarios

Son destinatarios de este Código todos los miembros del Consejo, sus colaboradores, y los terceros que sean vinculados al cumplimiento de cualquiera de las funciones a cargo del organismo.

2.3. Carácter vinculante y publicidad

Todos los miembros del CNOGAS, deben en cumplimiento de sus funciones, acatar los contenidos del Código de Buen Gobierno, los cuales obligan tanto en las relaciones internas como en las demás que se tengan con las autoridades, entidades estatales, empresas y también a las personas vinculadas con su gestión

Para estos efectos, una vez adoptado debe ser divulgado entre los miembros del CNOGAS, y estará a disposición de los terceros relacionados con las actividades –CNO–GAS–, y ~~d~~el público en general. Un ejemplar del mismo será entregado anualmente a cada uno de los miembros y será puesto en la página web del CNOGAS. Sus modificaciones, adiciones o complementaciones tendrán igual difusión.

III. PRINCIPIOS ORIENTADORES DE LAS ACTUACIONES DEL CNOGAS

Las actuaciones del CNOGAS se sujetarán a los siguientes principios esenciales:

3.1. **Eficiencia**: La capacidad de lograr lo que se propone en el cumplimiento de sus funciones, con la mayor calidad en cada una de las actividades que deba realizar.

Código de campo cambiado

☎ (571) 3003416; Cel. 316 8308034 ***URL:*** www.cnogas.org.co; ***Email:*** info@cnogas.org.co
Avenida El Dorado No. 68 C-61 Oficina 532 Ed. Torre Central Davivienda, Bogotá D.C., Colombia

3.2. **Transparencia**: Las actuaciones del Consejo serán públicas, salvo en los casos de reserva de ley, y serán adoptadas previo cumplimiento de los trámites y requisitos previstos en las disposiciones que lo rigen.

3.3. **Planeación**: En la búsqueda de mejorar el desempeño permanente del CNOGAS, en la aplicación y el cumplimiento de las políticas, estrategias, planes y objetivos generales.

3.4. **Buena Fe**: Los miembros del CNOGAS, y sus colaboradores, actuarán conforme con los principios de honestidad, lealtad, rectitud, en el ejercicio de sus funciones.

3.5. **Publicidad**: Los resultados de su gestión de manera verídica, oportuna y clara, para que éstos sean divulgados en forma amplia, con sujeción a lo establecido en las leyes.

3.6. **Colaboración**: Propiciar el trabajo en equipo y la participación individual, creando el ambiente y los medios necesarios para el mejoramiento continuo y sistemático en el cumplimiento de las funciones a cargo del Consejo.

3.7. **Responsabilidad**: Es la capacidad de reconocer y aceptar las consecuencias de las decisiones, las cuales deben ser tomadas en forma autónoma y adecuadas a sus fines y propósitos.

3.8. **Evitar los conflictos de interés**: Todos los miembros del CNOGAS deben evitar incurrir en conflictos de interés en los casos y conforme lo previsto en este Código de Buen Gobierno.

~~3.8.~~3.9. **Ética**: Es hacer las cosas correctamente y de buena fe, ser coherente entre lo que se piensa, se dice y se hace, y privilegiar el bien común sobre el particular.

IV. RÉGIMEN DE INHABILIDADES E INCOMPATIBILIDADES

La regulación de las inhabilidades e incompatibilidades en que pudiere encontrarse algún miembro del CNOGAS se precisa a continuación:

4.1. INHABILIDADES E INCOMPATIBILIDADES. ~~Las Inhabilidades e Incompatibilidades~~ Sson aquellas circunstancias creadas por la Constitución o la ley que impiden a un miembro del CNOGAS participar en la toma de una decisión en ejercicio de las funciones propias del Consejo.

Son las definidas en la Constitución Política y en la L~~l~~ey, y, en consecuencia, según la condición jurídica que ostente quien ~~e~~sea~~es~~ miembro del CNOGAS, para quienes sea~~o~~n~~son~~ servidores públicos se aplicará el régimen establecido para la función pública; si perteneciere al sector privado, el que haya adoptado la empresa respectiva.

4.2. TRÁMITE. Quien considere se encuentre incurso en una causa de inhabilidad o incompatibilidad, debe informarlo al Secretario Técnico del CNOGAS previamente al inicio de la sesión en la que se discutirá el tema específico, con su debida justificación. En el respectivo Orden del día, se incluirá este asunto, como punto prioritario, y será puesto en consideración del Consejo por su Presidente, para que decida sobre el mismo.~~de manera previa al Presidente del CNOGAS.~~ Cumplido lo anterior, y aceptado el impedimento o la inhabilidad por el Consejo, el respectivo integrante ~~—~~se abstendrá de participar en el trámite respectivo del asunto de que se trate.

Comentario [JFMB1]: Es importante que se indique el procedimiento que surte una vez informada la situación, y si debe haber una declaración por parte del Presidente frente a la situación y una declaración expresa de la materialización de la inhabilidad o incompatibilidad.

V. CONFLICTOS DE INTERÉS

Todos los integrantes del CNOGAS deben evitar incurrir en conflictos de interés, para lo cual deben sujetarse a la siguiente regulación:

Código de campo cambiado

☎ (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

5.1. CONCEPTO

Para los efectos de este Código, el conflicto de interés es la situación en la que puede encontrarse un miembro del CNOGAS, previa a la actuación que deba desarrollar en ejercicio de sus funciones, ~~debida~~debido~~a~~ a condiciones personales, familiares o empresariales y que pueda ser contraria a los principios de objetividad e imparcialidad, o que implique~~n~~ un aprovechamiento indebido para sí o para un tercero.

5.2. DEBER DE INFORMAR

El conflicto de interés no es por sí mismo una situación de irregularidad ni de falta a la ética empresarial, ni de violación al régimen de incompatibilidades e inhabilidades del servidor público, pero sí debe ser puesto en conocimiento del Presidente del CNOGAS, conforme se indica más adelante, para evitar incurrir en los mismos.

5.3. PROCEDIMIENTO QUE DEBE SURTIRSE

Para solucionar situaciones de conflicto de interés, se debe atender el siguiente trámite:

A. Cuando el miembro del CNOGAS se encuentre en una potencial situación de conflicto de interés y deba realizar una actuación en cumplimiento de sus funciones, tiene el deber de darla a conocer de manera previa al Presidente del CNOGAS, en forma escrita o verbal, según el trámite que se esté cumpliendo.

B. Recibido el escrito o la manifestación oral, le corresponde al Presidente proceder a tramitarlo y someterlo a consideración del CNOGAS. Este Consejo decidirá si quien ha manifestado el conflicto debe o no ser excluido en la actuación o actuaciones relacionadas con los hechos manifestados. La decisión se tomará por mayoría simple de los presentes, excluido quien manifestó el posible conflicto.

C. Quien manifieste un posible conflicto de interés al CNOGAS no debe probar el hecho o hechos que considere lo generan; por tratarse de un asunto ético y de carácter preventivo, bastará con

su formulación, que se entiende ceñida al principio de la buena fe. Todo lo cual sin perjuicio de las responsabilidades que puedan surgir en caso de desconocerse este principio y solo se manifieste para omitir el cumplimiento de sus obligaciones y funciones.

D. Cuando la posible situación de conflicto no esté referida a los intereses de la empresa que representa el miembro del Consejo, sino a un posible de interés personal, el Presidente de éste solicitará sea sustituido por otro, quien también debe cumplir con los deberes señalados en este Código.

E. De todo lo actuado deberá dejarse constancia en el acta de la sesión respectiva.

F. En el evento en que no se logre el quórum exigido en los estatutos para decidir en razón del número de miembros que resulte afectado por un conflicto de intereses, se aplicarán las normas que regulan la materia.

Comentario [JFMB2]: Remitir a las normas de manera expresa, lo anterior dado que puede ser normas aplicables al sector público, pero también al sector privado.

VI. PRÁCTICAS EMPRESARIALES INDEBIDAS

6.1. Todos los miembros del CNOGAS deben evitar incurrir en actuaciones que se consideran prácticas empresariales indebidas. Sin que se trate de una enumeración taxativa se considera que tienen tal carácter las siguientes:

A. Utilizar —indebidamente —información —privilegiada y confidencial en su favor personal, empresarial, familiar o de terceros.
B. Participar, directa o indirectamente en actos respecto de los cuales exista conflicto de interéesesintereses, y no cumplir con el trámite establecido en este Código.
C. Realizar actividades que atenten contra los intereses de los miembros del Consejo.
D. Utilizar su posición en la entidad, el nombre de la misma, para obtener para sí o para un tercero tratamientos especiales en negocios particulares con cualquier persona natural o jurídica.
E. Entregar dádivas a los miembros del CNOGAS,servidores públicos a cambio de cualquier tipo de beneficios.

Comentario [JFMB3]: ¿Si se dan a otros funcionarios de otras empresas pero de carácter privado, no? Se debe incluir a cualquier funcionario, servidor, etc.

Código de campo cambiado

☎ (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

F. Utilizar los recursos de la entidad para labores distintas de las relacionadas con su actividad, ~~ni~~ y encausarlos en provecho personal o de terceros.

G. Participar en procesos de selección o contratación cuando estén incursos en causales que configuren conflictos de interés.

H. Participar en las votaciones de los temas técnicos del SNT, en las plenarias del CNOGAS, buscando beneficios económicos o comerciales particulares de la empresa o el sector al que pertenece.

~~H. Participar en las sesiones de los comités a los que pertenezca, cuando con su voto, favorezca sus propios intereses.~~

I. No r~~R~~espetar la reserva y la confidencialidad de la información a la que tenga acceso por su condición de miembro del Consejo.

J. Utilizar indebidamente información privilegiada para sí o para terceros.

K. Desconocer el régimen de inhabilidades y de incompatibilidades.

Con formato: Fuente: Verdana, 12 pto

Con formato: Justificado

Comentario [JFMB4]: Proponemos el siguiente texto: Participar en las votaciones de los temas técnicos del SNT, en las plenarias del CNOGAS, buscando beneficios económicos o comerciales particulares de la empresa o el sector al que pertenece.

VII. VIGENCIA Y MODIFICACIÓN DEL CÓDIGO.

7.1. VIGENCIA. El Código de Buen Gobierno entrará en vigencia a partir de su aprobación por parte del CNOGAS.

7.2. REFORMA: El Código de Buen Gobierno podrá ser reformado por decisión del CNOGAS, cuando existan disposiciones legales o circunstancias de hecho que así lo exijan.

El Secretario Técnico del CNO-GAS tramitará e informará sobre las modificaciones, sustituciones o adiciones, las cuales serán publicadas oportunamente en la página web oficial del Consejo, una vez sean adoptadas, y se divulgarán públicamente ~~a través de~~mediante los mecanismos establecidos por el CNO-GAS.

7.3. El presente Código de Buen Gobierno fue aprobado en la sesión celebrada en Bogotá, el día……

Elaboró: Nora Palomo García, Abogada

Versión preliminar 2. Septiembre 4~~marzo 29~~ de 2017

Código de campo cambiado

☎ (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

ANEXO

NORMAS APLICABLES AL CNOGAS

1. Ley 401 de 1997
2. Decreto 1175 de 1999
3. Decreto 225 de 2000
4. Decreto 2282 de 2001
5. Decreto 2100 de 2011
6. Resolución CREG 071 de 1999

6.3. Suscripción otrosí contrato fiduciario Davivienda_Pagos en moneda extranjera.

Comentarios generales. FiduDavivienda manifestó al Secretario técnico acerca de la necesidad de suscribir un otrosí al contrato fiduciario actual considerando la necesidad de realizar pagos en moneda extranjera (compra de gas patrón a proveedor en USA), situación confirmada mediante concepto por la Dra. Nora Palomo, asesora jurídica del CNOGas. Algunos hitos:

- El 05 de julio de 2017 el CNOGas remitió a FiduDavivienda borrador del Otrosí al contrato fiduciario, revisado por la Dra. Nora Palomo, para revisión y comentarios.

- El 11 de septiembre del año en curso FiduDavivienda remitió correo al CNOGas indicando lo siguiente: *"De manera atenta solicitamos su colaboración, confirmando a partir de qué fecha debemos dejar el incremento de la comisión fiduciaria en el otrosí adjunto:*

  Fecha de suscripción del otrosí.

  Fecha de vencimiento del contrato, es decir 30 de Marzo de 2018.

Quedamos atentos a su confirmación con el fin de continuar con el proceso de revisión por parte de nuestro Jurídico"

- El 11 de septiembre del año en curso el Secretario técnico respondió la solicitud de FiduDavivienda: *"La fecha coincidiría con la fecha de vencimiento del contrato, 30 de marzo de 2018…..Juan Carlos, agradecemos que una vez revisado el otrosí, nos lo remitan por cuanto existe interés en los miembros del CNOGas en someterlo a revisión al interior de sus empresas".*

FiduDavivienda no ha remitido el otrosí revisado y comentado.

6.4. Concepto a MM&E_Medición en surtidores GNCV.

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

- El MM&E publicó la Resolución No 4 0278 del 4 de abril de 2017 en la cual en el ordinal iv) del numeral 5.5.2 se dispone que *"las EDS deben contar con un sistema de medición de flujo másico para efectos de registrar la cantidad de gas suministrada a cada vehículo. La medición y la cantidad de gas entregada o vendida a los vehículos debe realizarse en unidades de masa (kilogramos) y los surtidores deben estar ajustados permanentemente para ello".*

- El MM&E solicita al CNOGas en su comunicación que *"Por lo anterior solicitamos al CNO Gas, como órgano asesor del Ministerio de Minas y Energía, concepto técnico relacionado con el tema, con el fin de lograr la implementación de dicha medida, teniendo en cuenta las estadísticas que disponga sobre los equipos de medición en las EDS, así como el impacto económico que genera el cambio de los equipos de medición, en caso de que eso ocurra".*

- En sesión del Comité técnico realizada el 24 de agosto de 2017, se definieron aspectos a revisar para poder estructurar el concepto técnico requerido por el MM&E, entre otros, los siguientes: (i) Información estadística de las características y tipos de medidores en las EDS y en los city gate para entrega a la EDS (estaciones de transferencia de custodia),

❑ En sesión del Comité técnico realizada el 14 de septiembre del año en curso en la cual participaron terceros invitados relacionados con servicios de GNCV: EPM, Terpel, Efigas y Gases de Occidente, se definieron las acciones a desarrollar con el propósito de dar respuesta a la solicitud del Ministerio de Minas y Energía, las cuales se relacionan a continuación:

ASPECTOS A TENER EN CUENTA_Concepto MM&E medición GNCV

1. Análisis de la conveniencia de medir y comercializar en masa.
2. Preocupación de la SIC en la manualidad del proceso (cambio de densidad). Se revisará la estructuración de un procedimiento que reglamente la disponibilidad de información de densidades (Ej. Densidad promedio del mes anterior).
3. Factores que impactarían la medición y comercialización en masa:
3.1. Cambio en la unidad de medida. Analizar el impacto generado.
3.2. Impacto económico adecuación surtidores y sistemas de información en las EDS´s. Definir el impacto en surtidores con medición volumétrica que tecnológicamente no están adecuados para el cambio a masa.
3.3. Coyuntura actual del negocio. Estaciones cerradas, vehículos a gas que cambiaron a combustibles líquidos.
3.4. Traslado del problema a otros agentes de la cadena.

- Las empresas participantes en el comité desarrollarán los aspectos listados y lo remitirán a Gas Natural Fenosa a más tardar el 26 de septiembre de 2017 para consolidación, quien lo enviará al Secretario Técnico a más tardar el 06 de octubre de 2017 para compartir con los miembros del Comité técnico, como preámbulo a su revisión en sesión programada para el 19 de octubre de 2017.

- El documento preliminar consolidado por Gas Natural Fenosa será puesto en conocimiento del Consejo en la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 136 programada para el 12 de octubre de 2017.

- Aprobada la versión final por el Comité técnico en la reunión del próximo 19 de octubre de 2017, se someterá a consideración del Consejo para aprobación y autorización de envío al Ministerio de Minas y Energía.

ASPECTOS A TENER EN CUENTA_Concepto MM&E medición GNCV

1. Análisis de la conveniencia de medir y comercializar en masa.

2. Preocupación de la SIC en la manualidad del proceso (cambio de densidad). Se revisará la estructuración de un procedimiento que reglamente la disponibilidad de información de densidades (Ej. Densidad promedio del mes anterior).

3. Factores que impactarían la medición y comercialización en masa:

3.1. Cambio en la unidad de medida. Analizar el impacto generado.

3.2. Impacto económico adecuación surtidores y sistemas de información en las EDS´s. Definir el impacto en surtidores con medición volumétrica que tecnológicamente no están adecuados para el cambio a masa.

3.3. Coyuntura actual del negocio. Estaciones cerradas, vehículos a gas que cambiaron a combustibles líquidos.

3.4. Traslado del problema a otros agentes de la cadena.

DESARROLLO TEXTO PROPUESTO

En la actualidad, Colombia cuenta con más de 850 estaciones de servicio de gas natural vehicular. Bogotá cuenta con la infraestructura más desarrollada del país de suministro en gas natural vehicular con más de 165 estaciones de servicio de GNV.

La mayoría de las 850 estaciones (22,8%) se encuentran en la capital, Bogotá, seguida por las ciudades de Cali (11,4%) y Barranquilla (9,6%).

Colombia es uno de los principales consumidores del hidrocarburo con una penetración de 6,9%. Los otros países en los primeros lugares son Pakistán (61,1%), Armenia (32,1%), Bolivia (20,5%), Bangladesh (16,8%), Argentina (15,3%), Irán (12,6%), Perú (6,6%) y Brasil (3,4%).

El mercado del GNV registró un renovado ímpetu como fue la alianza reciente entre Gas Natural Fenosa y Exxon Mobil aumentando el número de estaciones de servicio que expenden GNV. Entretanto, el directorio de la multiservicios EPM con sede en Medellín, ingresó al negocio del gas natural vehicular (GNV) a través de la compra y construcción de estaciones de servicio y la firma de acuerdos con agentes del mercado para promover el uso del combustible.

Por otra parte, el organismo colombiano Superintendencia de Sociedades dio luz verde a la fusión de la distribuidora de combustible Terpel y la firma de GNV Gazel

Terpel es la mayor distribuidora de GNV del país con 197 estaciones de servicio. La empresa también tiene 1 estación en Chile, 3 en México y 39 en Perú a través de PGN.

Colombia alcanzó en el año 2014 la cifra de 500.000 vehículos a gas, el 62% de estos vehículos convertidos son de servicio público y 38% restante particulares.

Bogotá cuenta con más de 162.217 vehículos a gas. Los taxis tienen un rodamiento promedio diario de 250 kilómetros.

Durante el primer semestre de 2014, se han convertido más de 20 mil vehículos en todo el país. En Bogotá, la cifra de conversiones llegó a casi 9.000 vehículos, el 62% corresponden a carros de servicio público, como taxis, camionetas blancas y pick ups, y un 38%, que suma más de 8 mil automóviles o camionetas de uso particular.

Tipo Vehículo	Particular	% Particular	Público	% Público	Total	Total %
AUTOMOVIL	1.316	45%	2.431	50%	3.747	48%
CAMIONETA	986	34%	2.262	47%	3.248	42%
CAMPERO	555	19%	122	3%	674	9%
CAMION	39	1%	11	0%	50	1%
MICRO BUS	9	0%	16	0%	25	0%
OTROS	2	0%	0	0%	2	0%
Total general	2.907	100%	4.842	100%	7.749	100%
Total %	38%		62%			

Ilustración 1 fuente Naturgas

Estas cifras colocan en contexto la magnitud y afectación del cambio de unidad de medida en el usuario final como en la cadena del gas natural (Producción, Transporte, Distribución y Comercialización), de pasar de m^3 a Kg. Lo cual exige desarrollarla en un periodo a largo plazo, dado que la cultura del m^3 está establecida y arraigada, en estos años de penetración a nivel nacional.

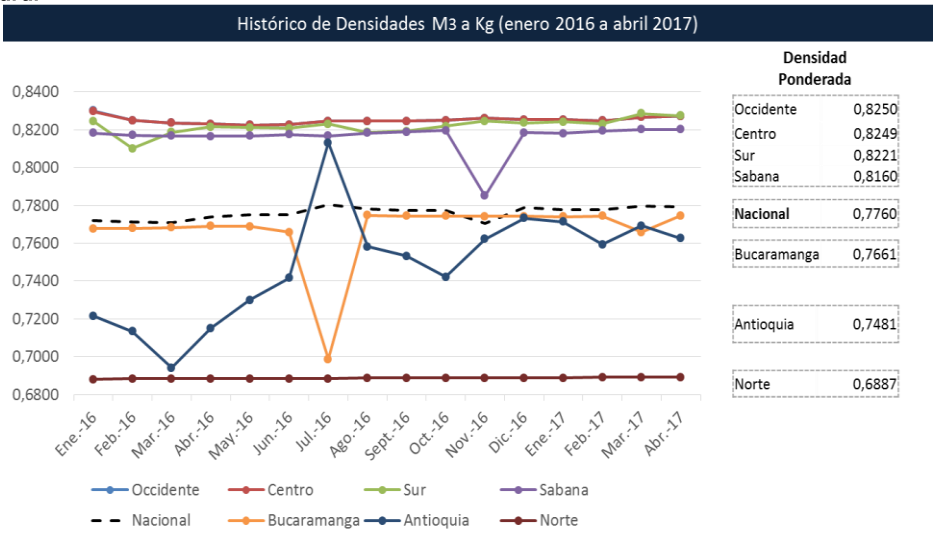
Implantarla de forma rápida y expedita el cambio de unidades como lo sugiere el MME en la resolución 4 0278 del 4 abril 2017, generaría un impacto oneroso en el mercado de GNV, a nivel comercial, luego que no es fácil para el usuario final asimilar una medida de peso contra rendimiento (Kilómetros recorridos), de igual manera afecta el proceso transaccional dado que sería necesario cambiar el precio de venta al público de m^3 a kg distorsionando la visión del usuario final, en un aumento de precio manejando la misma cantidad de combustible que en m^3.

	M3	KG
Precio 2017	1.524	1.964
Densidad Nacional	0,776	
Var PVP percepción	28,9%	
Elasticidad Mercado vs PVP	-1,00	
Mercado 2018 sin afectación mes	46.108.085	
Población afectada	10%	
Población afectada	4.610.809	
Nuevo mercado	3.279.794	28,9%
Afectación 3 meses	(6.012.956)	

Ilustración 2 Fuente Terpel

De similar manera pasar de Kg a m^3, afecta de forma indirecta el régimen de transacciones en la cadena de gas natural entre los agentes, este actualmente se rige en unidades inglesas MBTU y KPC (kilopies cúbicos), en el sector de producción y transporte y m^3 en el sector de distribución y comercialización y en algunos casos particulares en transportadores, obligando a incorporar a los agentes una nueva unidad de medida (densidad) para ajustar las transacciones entre unos y otros, derivado a que la conversión de kg a volumen se traslada del usuario final a la estación quien hace las veces de comercializador, afectando directa o indirectamente los demás agentes de la cadena.

La densidad del gas varía en las diferentes zonas del país, debido a las diferentes fuentes de suministro. Actualmente las densidades sufren más variaciones en Bucaramanga y Antioquia y es más estable en las zonas norte, centro y sur, no obstante en la medida que se incorporen nuevas fuentes de suministro al Sistema Nacional de Transporte (SNT) también se empezarán a presentar fluctuaciones en la densidad del gas, lo cual dificultará la realización de los cálculos para convertir m^3 a Kg y viceversa poder realizar los controles exigidos por el reglamento técnico, los que estipula el SICOM GNCV para prevenir la ilegalidad de la venta de GNCV, y los que reglamenta la CREG.



Por otra parte, en aquellas ciudades donde la densidad sea más baja, la percepción de aumentos de los precios unitarios será mayor.

Regional	PVP Prom. 2017 ($/m3)	Densidad Ponderada	PVP Prom. 2017 ($/Kg)	Incremento (%)
Antioquia	$ 1.420	0,7481	$ 1.898	34%
Bucaramanga	$ 1.573	0,7661	$ 2.054	31%
Centro	$ 1.684	0,8249	$ 2.042	21%
Norte	$ 1.343	0,6887	$ 1.950	45%
Occidente	$ 1.689	0,825	$ 2.048	21%
Sabana	$ 1.492	0,816	$ 1.829	23%
Sur	$ 1.868	0,8221	$ 2.272	22%
Nacional	**$ 1.524**	**0,7760**	**$ 1.964**	**29%**

En materia metrológica, como lo menciona la Superintendencia de Industria y Comercio, lo ideal es medir en Kg, teniendo en cuenta que los sistemas nativos de medición de los surtidores mantienen esta cualidad técnica, lo que evitaría hipotéticamente desviaciones a favor o en contra del proceso comercial de transacción de energía entre el usuario final y la estación.

Pero para mantener un debido aseguramiento metrológico, trazabilidad y calidad de las mediciones para este modelo, se exige previamente de la creación de un reglamento técnico y metrológico que garantice los requerimientos, practicas, aprobaciones, validaciones, verificaciones y métodos de vigilancia que garanticen que los surtidores mantengan un nivel alto de calidad en las transacciones que estos generan, esto para evitar alteraciones generadas por elementos propios de su uso o elementos externos (fraudes) alterando su medida real.

En países como Argentina este tipo de reglamentos se implementaron teniendo como ejemplo la resolución 88/2012 Reglamento metrológico y técnico para los sistemas de medición de gas natural comprimido de uso vehicular.

También se debe tener en cuenta que la OIML R139-1 del 2014, recomienda el uso de Kg como unidad nativa, esta también indica que se deberían tener unos requisitos mínimos en los sistemas

de medición (surtidores) que actualmente el mercado colombiano no los tiene en su totalidad, lo que requeriría inversiones que oscilarían por el orden $70 MM por surtidor. Para Terpel por ejemplo estas inversiones superarán los $2.000 MM.

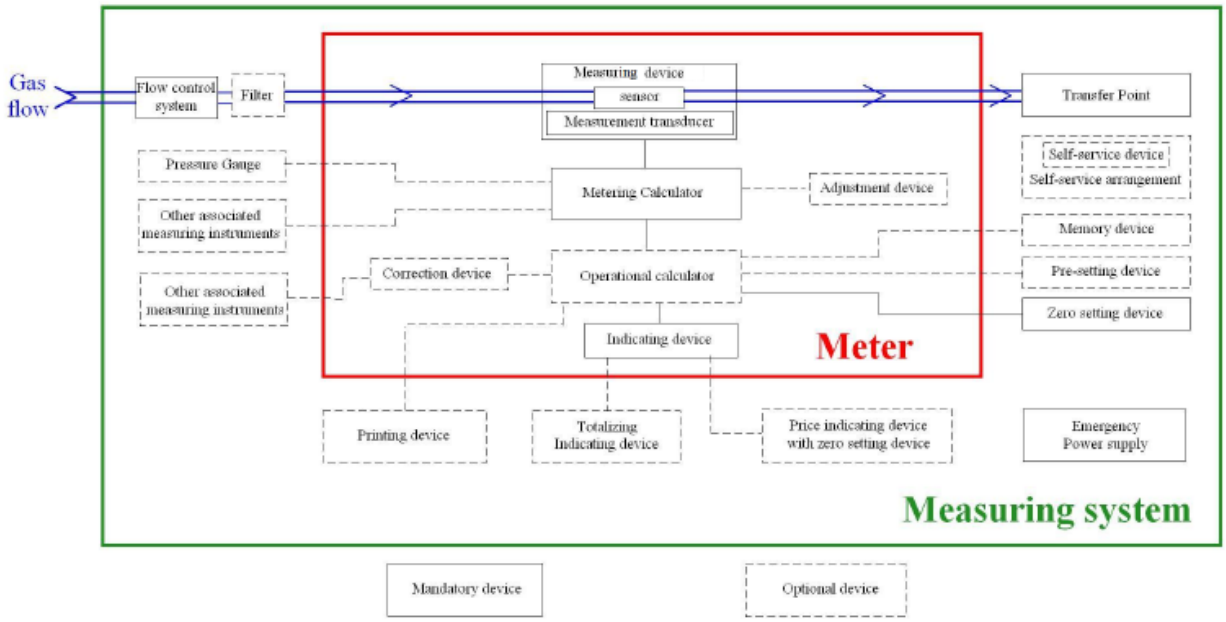


Figure 1 - Constituents of a typical compressed gaseous fuel measuring system for vehicles

Finalmente, en Argentina como un modelo a seguir, los surtidores tuvieron que seguir una modificación, en cuanto disponga de un registro continuo de una serie de variables, entre ellas, si se vio alterada la relación entre la densidad del gas y su poder calorífico. Es también de resaltar que en este país como medida transitoria en surtidores de medida de m^3, implementar una "Aprobación primitiva de única unidad", que implica que se recorrerán una a una todas las estaciones para regularizar los surtidores. "Esto significa hacerle los ensayos suficientes para comprobar que es apto para realizar correctamente la medición del gas".

6.5. Avance procesos Aseguramiento Metrológico equipos DPHC.

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

- El contrato suscrito con el CDT del Gas inició el pasado 20 de septiembre de 2017.
- El Comité técnico en la sesión realizada el 14 de septiembre de 2017 culminó la estructuración del protocolo operativo para "**EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO A ANALIZADORES EN LÍNEA PARA MEDICIÓN DE PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO".**
- Se programó reunión para el 19 de octubre de 2017 con el propósito de realizar la revisión final del protocolo operativo descrito en el párrafo anterior de la presente lámina.
- El Comité técnico revisó el programa general para realizar las pruebas en campo, análisis de su resultado y presentación en sesión plenaria ordinaria del CNOGas, el cual se muestra a continuación:

CRONOGRAMA PROCESO ASEGURAMIENTO METROLÓGICO EQUIPOS DPHC

ITEM	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	PERÍODO	COMENTARIOS
1	Proceso contratación para (i) suministro mezclas de gases, (ii) Cromatográfias muestras de gas y (iii) Logística nacionalización y transporte de cilindors mezclas de gas.	ago-17	Gestión con FiduDavivienda.
2	Suministro mezclas de gases+nacionalización +transporte a Ballena y Cusiana.	15-nov-17	CDT del Gas.
3	Pruebas/ensayos en campo.	14-nov - 01-dic-17	En Guajira y Cusiana/Cupiagua. Comité técnico.
4	Análisis cromatográficos muestras de gases.	nov-dic-17	CDT de Gas.
5	Análisis resultados pruebas/ensayos y ajuste protocolo	ene-18	Comité técnico.
6	Presentación en sesión plenaria CNOGas	feb-18	Comité técnico.

PRUEBAS-ENSAYOS EN CAMPO

ITEM	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	PERÍODO	COMENTARIOS
1	**Pruebas-ensayos en Ballena**		Programa previsto…se consultará al CDT del Gas anticipar entrega de gas…Se enviará comunicación a productores campos Ballena y Cusiana/Cupiagua con el programa y requerimientos para las pruebas-ensayos.
	Revisión de equipos	14-17-nov-17	
	Realización de pruebas-ensayos	14-17-nov-17	
	Toma muestras de gas	14-17-nov-17	
2	**Transporte Ballena-Cusiana**	20-24-nov-17	
3	**Pruebas-ensayos en Cusiana/Cupiagua**		
	Revisión de equipos	27-nov - 01-dic-17	
	Realización de pruebas-ensayos	27-nov - 01-dic-17	
	Toma muestras de gas	27-nov - 01-dic-17	

- Se esperará culminar con la revisión final al protocolo operativo en la reunión programada para el 19 de octubre del año en curso para proceder con la notificación a los productores de los campos en los que se llevarán a cabo las pruebas.

PROTOCOLO No ***** DE 2017,

EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO A ANALIZADORES EN LÍNEA PARA MEDICIÓN DE PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO

1. OBJETIVOS

- Definir requerimientos técnicos de instalación y operación para analizadores en línea de punto de rocío de hidrocarburos, incluyendo instalación de analizador, sistema de muestreo, regulación, calentamiento, etc.
- Establecer los requerimientos técnicos asociados a los materiales de referencia (MR) certificados que deben ser empleados en la evaluación de desempeño de los analizadores de punto de rocío de hidrocarburo, características del material de referencia: presión mínima, composición, exactitud en los componentes, certificación del valor de punto de rocío de hidrocarburo y EOS (ecuaciones de estado) aplicables para validación.
- Elaborar un protocolo para verificación de analizadores de punto de rocío de hidrocarburo en línea empleando los MR (materiales de referencia) seleccionados.
- Con la aplicación del protocolo y el uso de los MR establecidos anteriormente se debe determinar el nivel de exactitud aplicable, expresado como error máximo permisible (EMP), en la medición de punto de rocío de hidrocarburo con analizadores automáticos, de tal forma que se pueda garantizar la medición de punto de rocío de hidrocarburo dentro de los límites regulatorios con un nivel de confianza adecuado.
- A partir de los resultados del proceso de evaluación de desempeño consolidar un protocolo de verificación periódica para analizadores de punto de rocío de hidrocarburo, el cual debe contener los siguientes aspectos: características del MR (composición, exactitud, etc.), frecuencia de verificación, procedimiento de verificación y EMP aplicable.

2. ALCANCE

Las especificaciones técnicas y los procedimientos contenidos en el presente documento son aplicables a la medición en línea de punto de rocío hidrocarburos en gas natural empleando el método de espejo enfriado automático.

3. DESCRIPCIÓN GENERAL.

Comentario [F1]: Se colocarán los numerales correspondientes según el anexo 3 u otros anexos.

Comentario [F2]: Redactar marco general

4. PREPARACIÓN DEL ANALIZADOR

Instalación del analizador. Debe cumplir con al menos los siguientes requisitos recomendados por el fabricante listados en el **Anexo 5.**

Sistema de muestreo. El sistema de muestreo debe cumplir los requisitos establecidos en API 14.1 y en ISO 10715, teniendo en cuenta los diagramas de montaje recomendados e incluidos en el **Anexo 1** y la lista de chequeo del **Anexo 5.**

Presión regulada. La presión regulada en el sistema de muestreo debe ser tal que permita la medición de un punto cercano a la temperatura cricondenterm cumpliendo lo previsto en el **Anexo 5.**

Gases de referencia:

PARÁMETROS A TENER EN CUENTA	Valor requerido
La presión máxima de llenado del cilindro debe ser tal que durante su transporte, almacenamiento y uso no se presente condensación.	No condensación.
Si la regulación con calentamiento no se realiza a la entrada del analizador, se debe regular y calentar dicha muestra hasta mínimo 75°F	75°F
GN sintético que en el certificado se indique el HCDP típico del gas del campo (°F), este gas se puede también utilizar como patrón para el cromatógrafo.	GN sintético certificado el HCDP del gas (°F)
El nivel de exactitud para GN sintético debe ser similar al establecido en NTC 6167 para los gases a emplear en los cromatógrafos.	NTC 6167 o GPA 2198.
Preparación y certificación de los componentes. El gas de referencia debe ser preparado de acuerdo con ISO 6142 y certificado de acuerdo con los lineamientos dados en ISO 6141.	ISO 6141 e ISO 6142
Certificación del punto de rocío hidrocarburo. El certificado del gas de referencia debe contar con el valor del Cricondenterm aplicando la ecuación de estado SRK.	Ecuación de estado SRK.
El certificado debe contar con unidades en sistema inglés (Ej. BTU´s, PIES^3, °F, PSIG) y las condiciones de referencia deben ser: 14,65 PSIA y 60°F.	Sistema inglés y @ condiciones

5. DESARROLLO DE LAS PRUEBAS

Comentario [F3]: Redactar párrafo.

Análisis de gas de línea.
Como parte del desarrollo de la verificación de los analizadores se tomarán muestras y contra muestras del gas en cada uno de los puntos de entrada evaluados. Las muestras serán analizadas para obtener cromatografía extendida hasta C10+. Dichas cromatografías y el punto de rocío calculado servirá como un punto adicional de verificación de las pruebas el cual será comparado con la lectura de gas de línea incluida en el **Anexo 3**.

Con la finalidad de obtener muestras de gas representativas de la línea, se deben seguir los lineamientos establecidos en el **Anexo 4** para el proceso de alistamiento de los cilindros, conexionado, muestreo y manejo de las muestras.

6. DETERMINACIÓN DEL EMP

Con los procedimientos y MR establecidos se debe determinar el error de medición del analizador, así como la incertidumbre asociada a dicho error, con la finalidad de establecer el error máximo permisible (EMP) aplicable en la medición de punto de rocío de hidrocarburo con analizadores automáticos.

Para el tratamiento de los datos recopilados durante las pruebas, así como la determinación de errores y estimación de incertidumbre se seguirán las recomendaciones dadas en ISO 10723 “Natural gas - performance evaluation for analytical systems” y ASTM D3764 “Standard Practice for Validation of the Performance of Process Stream Analyzer Systems”.

ANEXO 1_Sistema de muestreo

Comentario [F4]: Incluir otras gráficas de conexionado…Mostrar diferencia entre regulación y calentamiento en el punto de muestreo o en el punto de análisis.

Figura 2 API 14.1. Procedimiento para realizar las pruebas

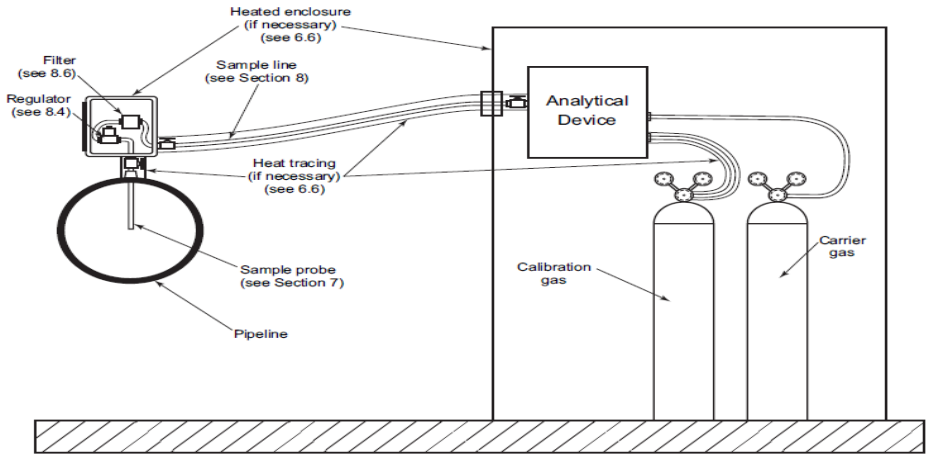
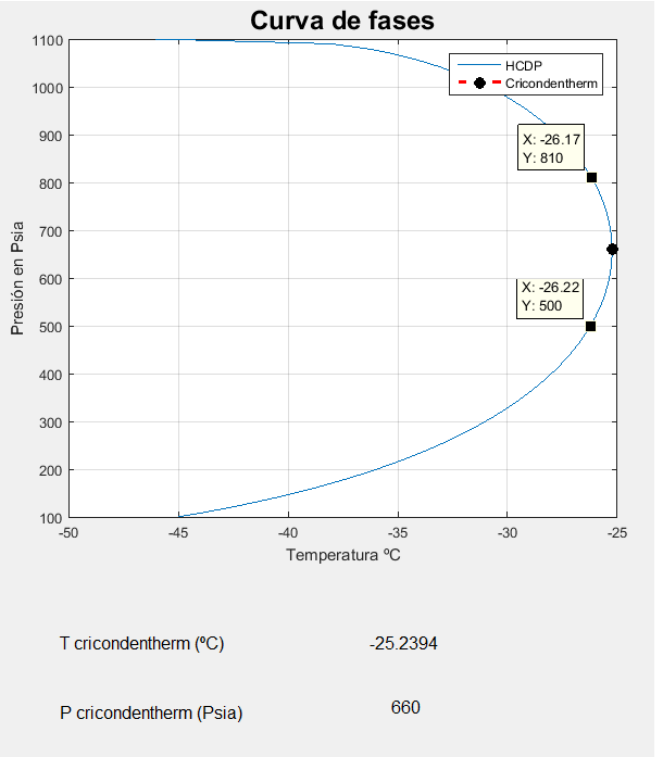


Figure 2—Typical Continuous (On-Line) Sampling System/Mobile Sampling System

ANEXO 2_Cálculo presión cricondenterm



Margen 1 °C ------> T= -26.2394
Psuperior = 810 psi
Pinferior = 500 psi

T cricondentherm (ºC)	-25.2394
P cricondentherm (Psia)	660

A manera de ejemplo se muestra en esta gráfica que a partir de delta T de 1°F se puede obtener el rango de presión en el cual se debería ajustar en el analizador la muestra de gas

ANEXO 3_PROCEDIMIENTO PARA DESARROLLO DE LAS PRUEBAS

3.1. Preparación del analizador.

La preparación del analizador se debe realizar a cabo según los tiempos estipulados o en el caso de encontrar fallas en el equipo o inconsistencias en el registro de mediciones, descartando que sean debidas a las condiciones del gas de muestreo. Siga los siguientes pasos:

3.1.1. Verifique y registre las condiciones iniciales, tales como:

- ✓ Punto de rocío de hidrocarburos (HCDP)
- ✓ Presión de medición en el punto de rocío de hidrocarburos
- ✓ Punto de rocío del agua (WDP).
- ✓ Presión en el punto de rocío del agua.

3.1.2. Verifique el estado de los filtros y reemplácelo si es necesario teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- ✓ Tiempo de uso
- ✓ Formación de suciedades (sólidos, líquidos)

3.1.3. Haga los ajustes en los flujómetros de by-pass, en la línea de HCDP y la línea de WDP. Anote los flujos registrados antes y después de la verificación.
3.1.4. Verifique las temperaturas en el calentador (HEATER TEMP), así como también la temperatura de calentamiento en el espejo (MIRROR TEMP). Registre los valores de dichas temperaturas antes y después del proceso.
3.1.5. Registre en el log de alarmas, las alarmas de mayor impacto en la medición del equipo. Anote en el formato el código de la alarma, la descripción y la respectiva acción de contingencia que se realizó para mitigar dicha alarma.
3.1.6. Realizar pruebas del sensor de presión.

3.2. Prueba de blanco-Prevalidación.

Comentario [F5]: Ajustar de acuerdo con la gráfica proceso (*)

Esta prueba se debe realizar usando nitrógeno grado 5.
3.2.1. Inicie el proceso de inertización:
Haga fluir nitrógeno por el equipo. Es recomendable mantener este flujo durante el tiempo estipulado (normalmente de 30-40 min), con una presión de 30 psig a 50 psig. Proceda a registrar la temperatura de la corrida.
Si en tres corridas se presentan temperaturas inferiores a -15°C, de por terminada de manera satisfactoria la prueba de blanco y se puede proceder con la lectura del gas de referencia o gas de línea.
En caso de presentar temperaturas mayores a -15°C se debe verificar, entre otros, los siguientes aspectos:

- ✓ Limpieza del sensor HCDP, teniendo en cuenta lo previsto en el manual del fabricante.
- ✓ Calidad del gas inerte empleado.

3.3. Lecturas de gas de referencia-Procedimiento de validación.

Comentario [F6]: Ajustar de acuerdo con la gráfica proceso (*)

3.3.1. Realice el proceso de verificación de mediciones del equipo tomando como referencia el manual (ASTM 1142D) y/o un gas patrón. Registre los valores.
Nota 1: el valor de HCDP para el gas patrón será estimado con ecuaciones de estado tales como SRK.
Nota 2: Registre en el formato información de proveedor, serial, fecha de caducidad y composición, del gas patrón que se va a utilizar.
3.3.2. Registre las condiciones finales de presión y temperatura de HCDP y WDP. Verifique las alarmas activas y realice una prueba de fugas.
3.3.3. Al finalizar el proceso de verificación anote las condiciones y el estado final del equipo, así como también las observaciones pertinentes.

Gas	Lect 1	Lect 2	Lect 3	Lect 4	Lect 5	Lect 6	Lect 7	Lect 8	Lect 9	Lect 10
Gas patrón										

Las lecturas 1 a 3 no se tendrán en cuenta para la evaluación del desempeño del analizador.

3.4. Lecturas de gas de línea.

Antes de realizar las lecturas con gas de línea se debe realizar un proceso de inertizacion (numeral 3.2.1 del presente documento) para evitar cualquier suciedad en la toma de lecturas.
3.4.1 inicie el procedimiento de toma de lecturas del gas de línea

- Conectar el gas de línea al analizador.
- Regular la presión de la toma de lectura a la presión teórica cricondertermica.
- Verificar el estado de los flujómetros de by-pass, en la línea de HCDP y la línea de WDP (si aplica), determinado que se encuentren según lo recomendado por el fabricante.
- Verifique las alarmas activas y realice una prueba de fugas.
- Llenar tabla de datos.

Gas	Lect 1	Lect 2	Lect 3	Lect 4	Lect 5	Lect 6	Lect 7	Lect 8	Lect 9	Lect 10
Temp [°C]										
Pres [PSI]										

- anotar condiciones, estado final del equipo y las observaciones pertinentes.

Nota 1: el valor de la presión cricondertermica teórico para el gas de línea será estimado con la ecuación de estado SRK basados en la cromatografía del gas.

3.5. Puesta en servicio.

3.6. Trazabilidad de las pruebas.
Se registrará en los formatos definidos el resultado-valores de las pruebas descritas en los numerales del presente Anexo 3 (ver tabla Excel adjunta).

ANEXO 4_ PROCEDIMIENTO MUESTREO SPOT DEL GAS NATURAL

MATERIALES, EQUIPOS Y HERRAMIENTAS REQUERIDOS

- 1 Cilindro acero inoxidable ¼" NPT. 1000 C.C.
- 1 Manómetro de 0 a 1000 psig
- 1 Válvula de Aguja DE ½"con Venteo
- 1.5 metros de Tubing de ¼''.
- 1 Conector de ½ NPT a ¼ OD.
- 1 Válvula de ¼ OD.
- 1 Kit de llaves de boca.
- 1 Llave expansiva de 15 in.
- 2 tapones OD de ¼''.
- Líquido detector de fugas.
- 1 T con conexión hembra de ¼"

DOCUMENTOS DE REFERENCIA

- API 14.1
- ISO 10715

MUESTREO SPOT DE GAS NATURAL

El método Spot que se va a realizar se llama método del llenado y vaciado, el procedimiento para llevarlo a cabo es el siguiente:

El montaje que se debe armar para realizar el muestreo se representa en la figura 3.

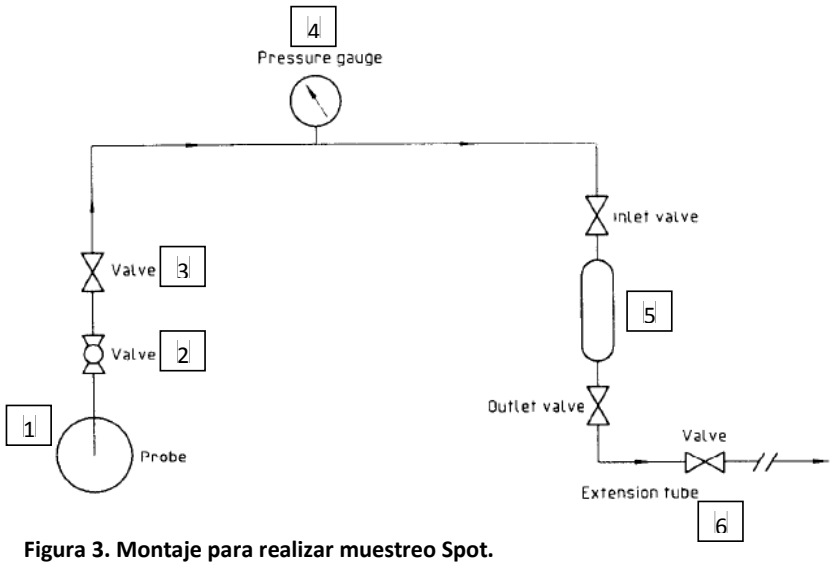


Figura 3. Montaje para realizar muestreo Spot.

1: Sonda de muestreo.
2: Válvula de proceso.
3: Válvula de aguja con venteo.
4: Medidor de presión.
5: Cilindro toma muestras.
6: Válvula del tubo de extensión.

Los pasos que se llevan a cabo son los siguientes:

a) Instalar la sonda de muestreo.
b) Conectar la línea de muestreo.
c) Abrir la válvula de proceso y la válvula de aguja con venteo (mantener el venteo cerrado) con el fin de soplar cualquier material acumulado.
d) Conectar un extremo del cilindro toma muestras en el sistema de muestreo.

e) Purgar lentamente la línea y el cilindro toma muestras para desplazar el aire.
f) Cerrar la válvula del tubo de extensión para que se acumule presión en el cilindro toma muestras.
g) Cerrar la válvula de aguja y se ventea lentamente a través de la válvula de extensión hasta que se alcance la presión atmosférica.
h) Abrir la válvula de aguja y se repiten los pasos f y g las veces que corresponda (Ver tabla 1) para purgar el cilindro con una mayor eficiencia.

Máxima presión en el cilindro tomamuestras, psig (kPa)	Número de ciclos de llenado y vaciado
15 – 29 (100 – 200)	13
30 – 59 (200 – 405)	8
60 – 89 (405 – 615)	6
90 – 149 (615 – 1025)	5
150 – 500 (1025 – 3450)	4
>500 (>3450)	3

Tabla 1. Número de ciclos según presión correspondiente.

i) Verificar si en el extremo del tubo de descarga hay rastros de líquido.
j) Después del último ciclo de llenado y vaciado, cerrar la válvula del tubo de extensión y cuando la presión en el cilindro ha aumentado hasta la presión deseada, se cierra la válvula de proceso.
k) Observar la Temperatura del recipiente y de la fuente.
l) Cerrar las válvulas de entrada y salida del cilindro Toma muestras.
m) Despresurizar la línea de muestreo, para ello se abre el venteo de la válvula de aguja hasta que el medidor de presión manométrica marque un valor de cero.
n) Retirar el cilindro toma muestras y se verifica que no presente fugas con un líquido detector u otro método.

Transporte y medición de la muestra

La manipulación de la muestra debe realizarse con mucho cuidado debido a su presión, inflamabilidad y el contenido. Las siguientes acciones se deben llevar a cabo para el transporte de la muestra:

- Comprobar que no haya fugas en las válvulas y accesorios,
- Inspeccionar, reparar o reemplazar las válvulas según se requiera,
- Tape las válvulas de salida y entrada al cilindro antes del transporte.
- Evitar apretar en exceso las válvulas del cilindro toma muestras, el apriete de las válvulas con las manos es suficiente.
- Proteger el cilindro de golpes o daños.
- Mantener a una temperatura adecuada: que no sea lo suficientemente baja para la formación de líquidos y que no sea lo suficientemente alta para una sobrepresión.

ANEXO 5_Formatos chequeo en campo

Instalación del analizador

PARÁMETROS A TENER EN CUENTA	SEGÚN FABRICANTE		Valor medido
	Valor mínimo	Valor máximo	
Flujo de muestra.			
Flujo de la línea de purga.			
Presión de operación.			
Temperatura ambiente de operación.			
Instalación y suministro eléctrico.			
Tiempo de análisis configurado deberá ser igual o inferior a 15 minutos.			

Sistema de muestreo

PARÁMETROS A TENER EN CUENTA	Valor requerido	Valor medido
La sonda de muestreo debe estar ubicada como mínimo 5D aguas abajo de la singularidad más cercana.	5D aguas abajo	
Longitud de inserción de la sonda dentro de la tubería, según API 14.1, numeral 8.1.	1/3 – 2/3 superiores del diámetro de la tubería	
Longitud de la sonda, según API 14.1, numeral 7.4.1.	Ecuación numeral API 14.1 numeral 7.4.1	
Sistema de muestreo debe contar con regulación calentada a una temperatura mínima de 75°F, la cual puede estar instalada con el analizador o en el punto de muestreo. Para el caso en el cual se haga la regulación con calentamiento en el punto de muestreo se debe colocar al tubing un sistema que garantice la temperatura de mínimo 75°F a la entrada del analizador.	temperatura mínima de 75°F	
El regulador de presión deberá cumplir con las recomendaciones del fabricante del analizador cuando éste forma parte integral del equipo. Cuando el regulador es externo al analizador, deberá garantizar una presión de salida dentro de los límites establecidos para la presión regulada, considerando las condiciones de presión de línea y de caudal requerido por el sistema (Flujo de muestra y by-pass).	El regulador de presión deberá cumplir con las recomendaciones del fabricante del analizador	
La longitud máxima de las líneas de tubing debe garantizar una muestra representativa en el analizador del gas que pasa por la tubería, siguiendo lo establecido en API 14.1, numeral 8.1	Garantizar el tiempo en el cual la muestra representativa llega al equipo para su análisis.	

Presión regulada

PARÁMETROS A TENER EN CUENTA	Valor requerido	Valor medido
El método empleado para la validación de la Temperatura cricondenterm y su correspondiente	SRK (ecuación de estado) y cromatografía extendida	

presión de regulación se realizará empleando SRK como ecuación de estado y cromatografía extendida como entrada.		
El intervalo de presión seleccionado para la regulación a la entrada del analizador debe permitir cálculo teórico del valor del punto cricondenterm con una variación máxima menor a un 1°F (1.8°C).	Verificación en campo. **Anexo 2,** Ejemplo cálculo presión cricondenterm.	
La presión media para el ajuste del sistema de regulación debe ser validada con una frecuencia anual.	Valor medio de presión	

7. PROPOSICIONES Y VARIOS