



Constancia de Recepción de demandas para reparto

FOLIOS DE LA DEMANDA 166

FOLIOS ANEXOS DE LA DEMANDA 166

NUMERO DE TRASLADOS 4

FOLIOS TRASLADOS 192

FOLIOS ANEXOS A LOS TRASLADOS 192

CON SUSPENSION PROVISIONAL SI NO FOLIOS 192

FIRMA DE QUIEN RECIBE [Signature]

FECHA 04 OCT. 2018

NOVARIA

JAVIER TREINTA Y SEIS (E) DE ABOGADO EN LEY

Javier Hernán Chacon Olive

Honorables Magistrados
 Tribunal Administrativo de Cundinamarca - Reparto
 E. S. D.

Ref: ACCION POPULAR CONTRA EL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, LA UNIDAD DE PLANEACION MINERO-ENERGETICA Y LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS, POR LA VIOLACIÓN AL DERECHO COLECTIVO A LA LIBERTAD ECONOMICA CAUSADO POR LA REGLAMENTACIÓN Y EJECUCIÓN DEL PROYECTO PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACIFICO

VICTORIANO JOROPA CATIMAY, identificado con C.C. 74.849.250 de Orocué, residente en el Resguardo indígena Sáliva de Paravare, en el municipio de Orocué, departamento de Casanare, a nombre propio, con fundamento en el artículo 88 de la Constitución Política de 1991 y la Ley 472 de 1998, con el fin de garantizar la protección de los derechos e intereses colectivos amenazados y vulnerados, por medio del presente escrito, me permito interponer acción popular en contra del Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG, y la Unidad de Planeación Minero Energética- UPME, en atención y con fundamento en los hechos y argumentos que se procederán a enunciar.

I. PRESUPUESTO PROCESALES

A. Procedimiento

Por tratarse de una acción popular, el trámite que deberá darse a este proceso es el especial establecido en la Ley 472 de 1998.

B. Legitimidad

1. Del accionante:

De conformidad con el numeral 1 del artículo 12 de la Ley 472 de 1998, cualquier persona natural o jurídica, está facultada para ejercitar acciones populares para la protección de derechos colectivos. Adicionalmente, el artículo 13 dispone que estas acciones se pueden presentar en nombre propio o con apoderado judicial.

2. Del Accionado:

De acuerdo con el artículo 13 de la Ley 472 de 1998, las acciones populares se pueden dirigir en contra de las autoridades cuya actuación u omisión se considera que amenaza o viola derechos colectivos.

C. Oportunidad:

Según el artículo 11 de la Ley 472 de 1998 las acciones populares se podrán interponer durante el tiempo que subsista la amenaza o peligro para los derechos e intereses colectivos.

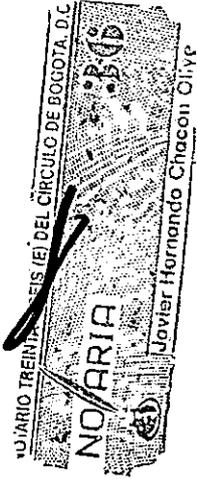
D. Competencia:

El artículo 15 de la Ley 472 de 1998 dispone que la jurisdicción de lo contencioso administrativo conocerá de los procesos que surjan de la interposición de acciones populares que versen sobre actuaciones u omisiones de entidades públicas, y el numeral 16, del artículo 152 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo dispone que los Tribunales Administrativos conocerán en primera instancia de los procesos relativos a la protección de derechos e intereses colectivos contra las autoridades del orden nacional.

E. Procedibilidad:

Se dio cumplimiento al requisito del que habla el artículo 144 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, en la medida en la que – por medio de derechos de petición – se solicitó a las tres entidades demandas que adoptaran las medidas necesarias para la protección del derecho colectivo a la libertad económica (Ver Anexos B, C y D). Sin embargo, transcurridos 15 días hábiles desde la presentación de cada una de las peticiones, no se obtuvo ninguna respuesta satisfactoria que diera amparo al derecho colectivo amenazado.

- El Ministerio de Minas y Energía (Ver Anexo E), en su respuesta no se refirió a la amenaza del interés colectivo. Es decir, que desatendió y negó la solicitud de amparo del derecho.
- La UPME (Ver Anexo F), en su respuesta se limitó a negar la existencia de una vulneración al derecho colectivo. Con lo cual, no hizo más que dar continuidad a la situación que se pretende evitar.
- La CREG, a la fecha no ha dado respuesta a la solicitud de amparo del derecho colectivo.

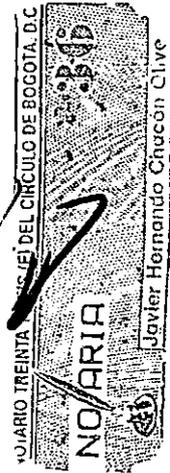


ESPACIO EN BLANCO

Así las cosas, el actor popular tiene vía libre para acudir a la jurisdicción y pedir amparo del derecho colectivo a la libertad económica, en los términos del artículo 144 del CPACA.

F. Derechos e intereses colectivos amenazados:

El derecho colectivo que se pretende proteger con esta acción popular es de la libre competencia económica, que se encuentra cobijado por el artículo 4 de la Ley 472 de 1998 y la Constitución.



II. DESIGNACIÓN DE LAS PARTES

A. El accionante:

VICTORIANO JOROPA CATIMAY, ciudadano, mayor de edad, domiciliado en el Resguardo indígena Sáliva de Paravare – municipio de Orocué, departamento de Casanare –, identificado con C.C 74.849.250 de Orocué (ver Anexo G), en ejercicio de la facultad concedida por el artículo 88 de la Constitución Política, del 144 del CPACA y el 12 de la Ley 472 de 1998.

B. Los accionados:

1. El Ministerio de Minas y Energía, representado actualmente por la Ministra, señora MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 159 del CPACA.
2. La Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG, representado actualmente por su Director Ejecutivo, el señor Christian Rafael Jaramillo Herrera, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 159 del CPACA.
3. La Unidad de Planeación Minero Energética- UPME, representada actualmente por su Director General, el señor RICARDO HUMBERTO RAMÍREZ CARRERO, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 159 del CPACA.

III. PRETENSIONES

- A. Que se declare que la reglamentación y ejecución del proyecto Planta de Regasificación del Pacífico – esto es, la expedición de Decreto 2345 de 2015 y la Resolución 40006 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía, las Resoluciones 107 y 152 de 2017 de la CREG, así como el acto administrativo de la UPME que abre la convocatoria para la selección de inversionista del proyecto – adelantadas

ESPACIO EN BLANCO

por las entidades accionadas, viola el derecho colectivo a la libre competencia económica y crea de hecho un monopolio subsidiado en el mercado de gas natural.

- B. Que como consecuencia de lo anterior se proteja el derecho colectivo a la libre competencia económica.
- C. Que se ordene a las entidades accionadas suspender la ejecución del proyecto Planta de Regasificación del Pacífico.

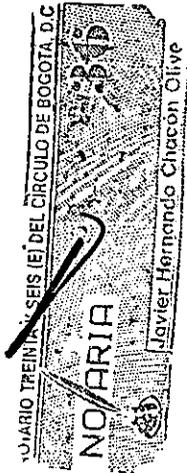
IV. ANTECEDENTES Y FUNDAMENTOS DE HECHO

- A. El Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 -**Ley 1753 de 2015** ordena la ejecución de proyectos para ampliar la cobertura y garantizar la confiabilidad del sistema nacional de transporte (SNT) y distribución de gas natural a través de mecanismos de competencia. Tales mecanismos serán reglamentados por la Comisión de Regulación de Energía y GAS -CREG y aplicados por la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME cuando se haya verificado la prioridad de los proyectos y se haya constatado la disposición de la demanda a contratar y a pagar por los mismos.
- B. El tenor literal del **Plan Nacional de Desarrollo -Ley 1753 de 2015** – Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018- Página 230 (Ver Prueba Documental 1), que hace parte íntegra de esta ley en virtud de su artículo 3 (Ver Prueba Documental 2) – es el siguiente:

***“b. Expansión y consolidación del mercado de gas combustible
(...)”***

También se adoptarán medidas regulatorias encaminadas a promover la expansión oportuna del sistema nacional de transporte, así como la ejecución de proyectos de confiabilidad del sistema y los sistemas de distribución, mediante el uso de mecanismos de competencia. Dichos mecanismos deberán ser aplicados por la UPME cuando su planeación indicativa lleve a identificar proyectos con carácter prioritario, y una vez se haya constatado la disposición de la demanda a contratar y pagar por dichos proyectos tras la aplicación de herramientas regulatorias definidas por la CREG. (Negrita y subrayado fuera del texto original)

- C. Debe notarse que los mecanismos competitivos de los que habla la norma se deben aplicar una vez se haya constatado la demanda a pagar por las obras de



ESPACIO EN BLANCO

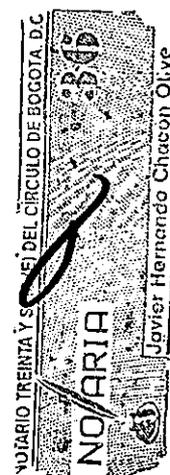
confiabilidad. Esa verificación es entonces requisito necesario para la ejecución de los proyectos en cuestión.

- D.** El 3 de diciembre de 2015 el Ministerio de Minas y energía expidió el Decreto 2345 de 2015 “Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural” (Ver Prueba Documental 3). Con el cual se pretende dar cumplimiento al mandato que hizo la Ley 1753 de 2015 en relación con la expansión de cobertura y confiabilidad del sistema de transporte y distribución de gas natural.
- E.** El artículo 4 de dicho decreto ordena que se elabore y se adopte un Plan de Abastecimiento de Gas Natural en el cual se identifiquen los proyectos que sea necesario ejecutar para garantizar la seguridad de abastecimiento confiabilidad del servicio de gas natural.
- F.** El artículo 5 ibidem por su parte establece los criterios que deberá seguir la CREG a la hora de expedir la reglamentación aplicable a los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural de los que habla el artículo 4. Entre dichos criterios el numeral 1 establece que, que en los proyectos de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento no será necesario constatar primero la disposición de la demanda a contratar antes de aplicar los mecanismo abiertos y competitivos.
- G.** Lo anterior entra en abierta contradicción y violación directa con lo dispuesto en la Ley 1753 de 2015, la cual reza de manera clara que, **DICHA CONSTATACIÓN SÍ DEBE HACERSE PARA ESTE TIPO DE PROYECTOS**. Para ser más claros Señores Magistrados, una norma de menor jerarquía (decreto), no puede estar en contradicción de la norma superior que le sirve de sustento (Ley) y los actos administrativos que se deriven de dicho yerro, no pueden darle un sentido y alcance diferente a la norma otorgante. El tenor literal del artículo de la norma inferior, el Decreto 2345 de 2015 dice:

“Artículo 5º. El Artículo 2.2.2.2.29 del Capítulo II – Aseguramiento del Abastecimiento de Gas Natural del Título II del Sector de Gas, será del siguiente tenor:

“Artículo 2.2.2.2.29. Inversiones del Plan de Abastecimiento de Gas Natural. La CREG deberá expedir la siguiente regulación aplicable a los proyectos incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural:

1. Criterios para definir cuáles proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural podrán ser desarrollados, en primera instancia, por un agente como complemento



ESPACIO EN BLANCO

de su infraestructura existente y cuáles se realizarán exclusivamente mediante mecanismos abiertos y competitivos. En caso de que los primeros de los proyectos mencionados no sean desarrollados por el agente, los mismos deberán ser desarrollados como resultado de la aplicación de mecanismos abiertos y competitivos.

2. Condiciones para la aplicación de mecanismos abiertos y competitivos. En el caso de los proyectos que no sean de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento, los mecanismos abiertos y competitivos que diseñe la CREG deberán revelar la disposición de la demanda a contratar dichas expansiones tras la aplicación de los referidos mecanismos.

3. Obligaciones de los agentes que, en primera instancia, pueden desarrollar proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural como complemento de su infraestructura existente para garantizar su entrada en operación oportuna. Estas obligaciones contemplarán, entre otros, mecanismos para manifestar su interés y los mecanismos de cubrimiento y de auditoría a que haya lugar.

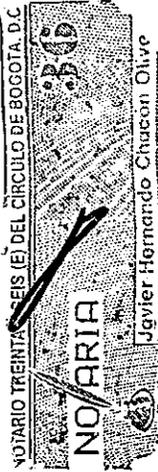
4. Obligaciones de los agentes a los que se les asigne la construcción y operación de los proyectos mediante mecanismos abiertos y competitivos, para garantizar su entrada en operación oportuna. Estas obligaciones contemplarán, entre otros, los mecanismos de cubrimiento y de auditoría a que haya lugar.

5. Metodologías de remuneración. En el caso de proyectos de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento, estas metodologías tendrán en cuenta el costo de racionamiento de cada uno de ellos, así como otras variables técnicas que determine la CREG en el ejercicio de sus funciones. La mencionada metodología podrá considerar la remuneración de los activos de confiabilidad mediante cargos fijos y variables.

Todos los usuarios, incluyendo los de la Demanda Esencial, deberán ser sujetos de cobro para remunerar los proyectos de confiabilidad y seguridad de abastecimiento de los que son beneficiarios. Ningún usuario deberá pagar un costo superior a su costo de racionamiento.

Parágrafo. La UPME será responsable de la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos a los que se refiere este artículo". (Negrita y subrayado por fuera del texto original)

H. El numeral 1 del artículo 5° antes transcrito, establece que los proyectos "de confiabilidad y seguridad del sistema" se ejecutarán como resultado de la aplicación de mecanismos abiertos y competitivos. Es decir, la ejecución estará a cargo del inversionista privado que quede seleccionado en tales procesos, pero esto inversionista privado que será dueño del proyecto, tal como lo probaremos, no asume riesgo alguno en la ejecución de este.



ESPACIO EN BLANCO

- I. Ahora, el numeral 5 del artículo 5 del Decreto 2345 de 2015 dispone que la ejecución de dichos proyectos – que si bien tienen una utilidad pública son un negocio privado – estará remunerada, lo cual resulta contradictorio puesto que se trata de una inversión privada que genera un lucro privado y unos bienes privados. Esto se opone a los principios fundamentales sobre los que se edifica la función administrativa y se dirige en contravía al interés público y al bien común.
- J. Dicho numeral establece que corresponderá a la CREG reglamentar la forma en la que los proyectos de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento serán remunerados, y abre la posibilidad a que dicha remuneración se haga a través de cargos fijos o variables de las facturas del servicio de gas natural. Lo cual hace referencia a los cargos que se incluyen en las facturas de los servicios públicos que reciben cada mes los colombianos, en este caso, de la factura del servicio de gas natural domiciliario.
- K. De la lectura de la norma transcrita anteriormente se puede concluir que los proyectos de confiabilidad y/o seguridad del abastecimiento de gas natural no serán propiedad de la nación u otra entidad del Estado, sino del inversionista privado que los ejecute, porque de lo contrario no sería necesario hablar de “remuneración” sino simplemente del costo de la obra o la contraprestación de una concesión.
- L. Por otro lado, la norma citada implica que el costo de la remuneración no será asumido por las arcas del Estado sino por los usuarios y recaudado a través de la factura del servicio público. Es decir, que se harán “procesos competitivos” para seleccionar un inversionista que tendrá el derecho y deber de construir los proyectos del Plan, todo o en parte, con pagos de los usuarios del servicio de gas en Colombia, quienes deberán pagarlos como parte de su factura mensual por el servicio, úsese o no los proyectos. Con lo cual, ese inversionista privado no tendría riesgo económico alguno puesto que su proyecto se financiaría forzosamente con el dinero de los usuarios, y lo que es peor, al final de la ejecución el proyecto seguirá siendo propiedad del inversionista y no del Estado ni de los usuarios que pagaron por él. Además, este inversionista tendría una posición de monopolio en ese mercado pues nadie más podría construir ese proyecto ni competir con él. Esto constituye la más absoluta y abierta contradicción con la libre competencia y con el precepto ético de que los pagos de los usuarios de servicios públicos domiciliarios no deben ser fuerte para enriquecer a personas privadas.
- M. Dando continuidad al proceso iniciado con el Decreto 2345 de 2015 el **Ministerio de Minas y Energía expide la Resolución 40052 de 2016** (Ver Prueba



ESPACIO EN BLANCO

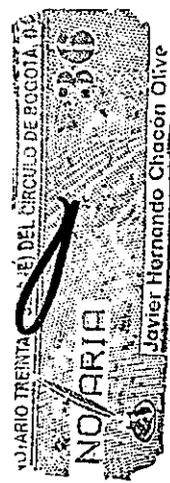
Documental 4) mediante la cual se establecieron los criterios que debe considerar la UPME para la elaboración del Plan de Abastecimiento de Gas Natural y qué tipo de proyectos se debe incluir en este.

N. Cumpliendo con el anterior mandato la UPME elabora el "Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural -2016"¹ y lo pone a consideración del Ministerio de Minas y Energía mediante documento con radicado 2016080095 de 2016. En dicho plan transitorio, la UPME referencia varios estudios técnicos sobre la actual oferta y demanda interna de gas natural y las proyecciones a futuro de estas.

O. De acuerdo con los informes de la UPME, en los próximos años la demanda de gas superará la oferta nacional – principalmente por la supuesta escases de reservas de gas natural del país –, esto llevaría a un inminente desabastecimiento del producto². Con lo cual, la demanda nacional de gas tendría que ser suplida necesariamente con gas importado y por lo tanto habría que construir la infraestructura requerida para la importación.

P. Con base en estos estudios pesimistas la UPME sugiere en el Plan Transitorio los proyectos que considera necesarios para garantizar la seguridad y confiabilidad del servicio de transporte gas natural de los próximos 5 años. Dentro estos proyectos se incluye la construcción de una planta de regasificación de gas natural licuado (GNL) en la costa pacífica que sirva para recibir e inyectar al mercado nacional el gas importado.

"Por todo lo anterior, se asume que el país debe disponer de una segunda entrada de gas natural importado, que por razones de confiabilidad y económicas que se analizan más tarde, se estima que debe ser construida en el puerto de Buenaventura o área aledaña (ver numerales 8.21 y 9.41). Se considera en adelante, que tal terminal tendría mínimo una capacidad de regasificación de 400 MPCD y una capacidad de almacenamiento de 151,000 m3 de GNL." (página 93-Plan Transitorio de Abastecimiento Gas Natural, versión noviembre de 2016) (Subrayado por fuera del texto original) (Ver Prueba Documental 5).



¹ El documento completo se puede encontrar en la siguiente dirección URL: http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_Transitorio_Abastecimiento_Gas_Natural.pdf

² Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural de noviembre de 2016 de la UPME, Balance de Gas Natural, página 91.

ESPACIO EN BLANCO

Q. La planta regasificadora que propone la UPME, de acuerdo con sus especificaciones, costaría aproximadamente \$ US 700 millones y debería entrar en operación en el año 2021, según la UPME³.

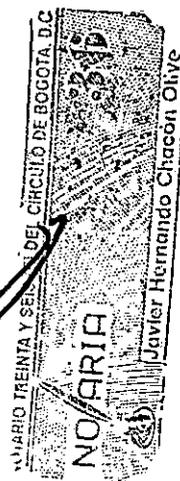
R. Contrario a lo que sugiere la UPME con los estudios que cita en el “Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural -2016”, se divulga por diferentes medios de comunicación que dicha infraestructura de regasificación no se requiere, toda vez que en el 2017 en el país se adicionaron 204 Gigapies cúbicos (GPC) de gas, con un balance de 3.896 GPC, aumentando la vida media de las reservas a 11,7 años, con un índice de recuperación de 61% y prospectividad, lo cual fue corroborado en reportes de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y el Ministerio de Minas y Energía⁴ (Ver Prueba Documental 12). Esto indica que la oferta nacional sigue creciendo y es capaz de satisfacer la demanda futura.

S. Al margen de la veracidad de los estudios citados por la UPME, el **Ministerio de Minas y Energía adopta el "Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural- 2016" presentado por la UPME a través de la Resolución 40006 del 4 de enero de 2017** (Ver Prueba Documental 6). En dicho acto administrativo el Ministerio ratifica la necesidad de ejecutar el proyecto de una planta de regasificación en la cuenca del Océano Pacífico, y le ordena a la UPME adelantar los procesos de selección necesarios para la ejecución de los proyectos incluidos en ese plan, conforme a la reglamentación que expida la CREG según los criterios ya mencionados del artículo 5 del Decreto 2345 de 2015.

T. Aquí es importante explicar que en el transporte internacional de gas este producto suele someterse a un proceso fisicoquímico donde se le pasa del estado gaseoso al líquido (Gas Natural Licuado o GNL) para que de esta forma ocupe menos volumen y así pueda transportarse mayor cantidad. Sin embargo, una vez transportado es necesario realizar el proceso contrario de pasarlo del estado líquido al gaseoso nuevamente, para así poder incorporarlo en las redes nacionales de transporte y distribución. Este segundo proceso se llama regasificación y requiere de complejas y costosas terminales o infraestructuras técnicas conocidas como “plantas gasificadoras” o “regasificadoras” que suelen ubicarse cerca a los puertos donde se reciben las importaciones.

³ Según el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural de noviembre de 2016 de la UPME, la planta sola cuesta US\$ 400 millones, el gasoducto anexo vale US\$ 161 millones y la infraestructura de compresión US\$ 150, para un total de US\$ 711 millones.

⁴ Monterrosa, Heidy (3 de Mayo de 2018). “Las reservas de petróleo alcanzan para 5,7 años y las de gas, para 11,7 años” URL: <https://www.larepublica.co/economia/reservas-de-petroleo-alcanzan-para-57-anos-y-las-de-gas-para-117-anos-2721548>



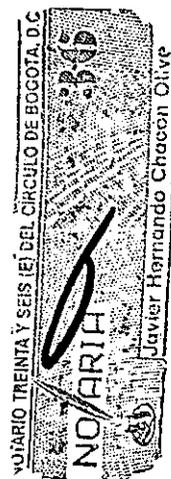
ESPAÑO EN BLANCO

- U. Actualmente Colombia cuenta con una planta de este tipo en la costa atlántica en Cartagena⁵, cuyo objetivo es darle confiabilidad al sector eléctrico para la generación de energía eléctrica en situaciones de baja hidrología (Fenómeno de EL NIÑO) o de restricciones en la infraestructura (STN) por fallas técnicas o atentados de terceros, por lo tanto, es usada casi que exclusivamente por el sector térmico cubriendo así sus picos de demanda.
- V. Teniendo en cuenta la importancia de las plantas de regasificación en el proceso de importación de gas natural, resulta evidente que el país va a necesitar tarde o temprano contar con plantas regasificadoras que sirvieran para inyectar el GNL importado al mercado local, puesto que sin esta infraestructura es imposible hacer este proceso.
- W. Esto significa que en el futuro cercano las plantas regasificadoras serán indispensables para Colombia, convirtiéndose así en “facilidades esenciales”, concepto del que se habla ampliamente en el derecho de la competencia. Esto también ha sucedido en otros países y es por eso por lo que las infraestructuras de regasificación reciben el estatus de facilidades esenciales en el marco regulatorio internacional⁶, puesto que su uso es absolutamente necesario para poder participar en el mercado del gas importado. Es por eso por lo que resulta peligroso que un solo privado sea el titular de estas infraestructuras puesto eso le daría el monopolio del gas importado y podría controlar a voluntad el ingreso del GNL.
- X. Por otro lado, la importancia y necesidad de estas plantas regasificadoras, haría que construir las y operarlas se volviera un negocio altamente rentable. Lo cual, naturalmente atraería mucha inversión privada deseosa de obtener beneficios de las plantas. Es obvio que, cuando el gas producido en Colombia empiece a escasear y la principal oferta provenga del exterior, las plantas regasificadoras tendrían una demanda importante.
- Y. Este negocio sería incluso llamativo para los actuales participantes del mercado de gas, como los productores de gas que verían en las plantas un respaldo para su negocio o los comerciantes a quienes las plantas les servirían para abaratar los costos en el proceso de importación, y principalmente a los transportadores pues podrían conectar estas plantas con sus gasoductos y así ampliar la cobertura y priorizar el transporte del gas importado.

⁵ La planta de gasificación de Cartagena es operada por la Sociedad Portuaria EL Cayao S.A ESP.

⁶ Informe final Marco regulatorio internacional De la industria de regasificación De gas natural licuado. Comisión nacional de energía 30 de diciembre de 2010, Centro de regulación y competencia. Fundación facultad de derecho. Universidad de Chile:

https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/Informe_Final_RegCom_GNL.pdf



ESPACIO EN BLANCO

Z. Esto da cuenta del atractivo económico que representan este tipo de plantas regasificadoras y de la cantidad de posibles inversionistas que estarían dispuestos a invertir en proyectos de este tipo. Sin embargo, la remuneración por la ejecución de proyectos de confiabilidad y seguridad del sistema que contempla el Decreto 2345 de 2015 en su artículo 5, desincentiva la inversión privada, puesto que beneficia solamente al inversionista que quede seleccionado y le da una posición de monopolio sobre el resto de los inversionistas que no podrían competir con un particular que tiene garantizada una remuneración forzada del público.

AA. Esto afecta significativamente la libre competencia del mercado, puesto que el inversionista seleccionado por la UPME no correría ningún riesgo económico ejecutando el proyecto, a diferencia de los inversionistas privados que tendrán que asumir todos los riesgos por cuenta propia. Esto implicaría, además, que el inversionista seleccionado podría abaratar sus costos operativos – gracias al respaldo que le da la remuneración – de tal forma que el precio de sus servicios sea inferior al de los demás inversionistas y así sacarlos del mercado.

BB. Es así como la remuneración que establece el decreto 2345 de 2015 indirectamente está creando un monopolio a favor de un privado para la explotación del negocio de regasificación de GNL en la cuenca del Pacífico (que surte al centro y suroccidente del país) porque genera condiciones anticompetitivas que hacen indeseable para cualquier otro agente participar en dicho negocio.

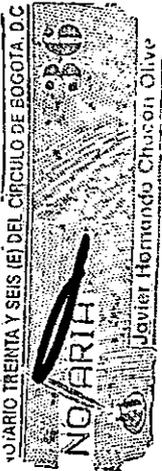
CC. Este escenario no solo muestra la grave afectación a la libre competencia que generan el Decreto 2345 de 2015 y la Resolución 40006 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía, sino que también da cuenta lo incensario que es remunerar el Proyecto Planta de Regasificación del Pacífico. La lógica de la remuneración de proyectos de infraestructura que contempla la ley 143 de 1994 es que el Estado debe asistir al privado a costear los gastos de un proyecto necesario que tienen el riesgo de no ser rentables para el inversionista que los ejecuta. Sin embargo, como se ha visto y como ha dicho la UPME en sus proyecciones de abastecimiento, esta planta va a ser tan necesaria en un mediano y largo plazo para paliar la demanda nacional de gas, que sería perfectamente rentable para quien sea que la construya. Lo cual implica que a la larga no habría razón para que esta inversión privada sea remunerada a costa de los usuarios de la demanda esencial – incluidos los usuarios residenciales del servicio de gas domiciliario – como lo ordena el artículo 5 del Decreto 2345 de 2015.

DD. En ese orden de ideas, si en efecto se llegara a remunerar la ejecución del Proyecto Planta de Regasificación del Pacífico a un inversionista que sea



ESPACIO EN BLANCO

seleccionado por la UPME a través de “mecanismos abiertos y competitivos” reglamentados por la CREG, se constituiría un enriquecimiento sin justa causa a favor de ese privado. Esto, ya que esa remuneración es un beneficio económico que enriquece a un inversionista – al librarlo de los costos y riesgos de la ejecución de un proyecto que tiene ánimo de lucro privado – ; porque la remuneración se hace forzosamente y a costa de los intereses económicos de los usuarios de la demanda esencial que tendrán que asumir mayores costos y tarifas por el servicio de gas natural, y porque esta remuneración no tiene ningún sentido razonable en la medida en que alguien más hubiera podido ejecutar el mismo proyecto por su propia cuenta sin ninguna remuneración o incentivo económico. En otras palabras, el Decreto 2345 de 2015 está aumentando el patrimonio de un privado, correlativamente está empobreciendo o disminuyendo el patrimonio de alguien más, y tal enriquecimiento no tiene fundamento jurídico.



EE. A pesar de los errores en lo que incurrió el Decreto 2345 de 2015 por concebir una remuneración por la ejecución de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural y de lo discutible que es la necesidad de los proyectos sugeridos por la UPME, **la CREG siguió adelante y reglamentó el proyecto Planta de Regasificación del Pacífico a través de la Resoluciones 107 y 152 de 2017** (Ver Prueba Documentales 7 y 8).

FF. El artículo 9 de la Resolución 107 de 2017 estableció que la metodología de remuneración de los inversionistas que ejecuten el proyecto Planta de Regasificación del Pacífico se hará a través del pago de un porcentaje – de hasta el 42% – del “Ingreso Anual esperado” por el inversionista por la ejecución del proyecto. Dicho Ingreso Anual Esperado incluye todos los rubros de preconstrucción, construcción, y operación del proyecto.

“Artículo 9. Ingreso anual esperado. 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 se utilizará para calcular el valor de la oferta, y (ii) reportar el porcentaje del ingreso anual esperado, 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 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

ESPACIO EN BLANCO

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 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 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.”

GG. Lo anterior implica que la CREG está ordenando que un proyecto privado sea financiado hasta en un 42%, remuneración que ni siquiera provendría del presupuesto nacional, sino que sería cargado a los usuarios de la demanda esencial, especialmente a los usuarios residenciales del servicio público de gas domiciliario, es decir, la mayor parte de los hogares colombianos⁷(Ver Prueba Documental 9). Lo cual resulta inaudito si se considera que esta remuneración a cargo de los usuarios no les reporta ningún tipo de utilidad ni contraprestación directa. En ese orden de ideas, si el proyecto costara US \$ 700 millones, la CREG espera que los usuarios remuneren hasta \$ US 294 millones. Todo esto parece más una especie de subsidio antes que una remuneración.

HH. De acuerdo con el esquema de remuneración planteado por la CREG, el inversionista seleccionado a quién se le adjudique la ejecución de este proyecto no tendría que correr con el más mínimo riesgo puesto que el “Ingreso Anual Esperado” cobija todos los gastos de la ejecución, como la prescontrucción – que incluye costos de licencias, estudios y servidumbres – construcción y operación.

II. Este modelo remuneratorio adoptado unilateralmente por la CREG no fue notificado ni consultado a los usuarios de la demanda esencial. a quienes se les va a cargar forzosamente la obligación de financiar el proyecto sin siquiera saberlo. Con lo cual, los usuarios del servicio de gas van a tener que pagar un mayor cargo



⁷ <http://www.portafolio.co/economia/nueve-millones-de-personas-en-el-pais-ya-usan-gas-natural-515364%20>

ESPACIO EN BLANCO

en su factura de gas perjudicándolos económicamente y desincentivando un sector que ha generado crecimiento en la economía y desarrollo del país.

JJ. Vale la pena echar un vistazo al marco regulatorio internacional⁸ de la industria de regasificación GNL para comparar y concluir que, en el modelo de negocio, la participación del privado y del Estado en dichas infraestructuras se atienden las normas de competencia, lo cual no sucede en Colombia para el caso en cuestión. Adicionalmente, en ninguno de los países se impone a la demanda esencial de gas a asumir el costo de este tipo de infraestructura en caso de que no se remunere la inversión con contratos de interesados directos en acceder al terminal de regasificación.

KK. Por otro lado, en ninguna de las resoluciones de la CREG que reglamentan la ejecución del Proyecto Planta de Regasificación del Pacífico (Resoluciones CREG 107 y 152 de 2017, o las que las adicionen o modifiquen) se establece ni se deja claro bajo que modalidad de negocio jurídico se va a adelantar la ejecución de los proyectos por parte del inversionista seleccionado. Lo cual, genera incertidumbre jurídica puesto que el esquema que se propone (comprometer dineros del público para la remuneración de una inversión totalmente privada que ni siquiera va a ser bien estatal) no parece conciliable con ningún tipo de modelo de contratación, ya que no se trata de una licitación para un contrato de obra ni tampoco de un contrato de concesión.

LL. Esta incertidumbre jurídica se acentúa más cuando se observa que en los documentos que la UPME publica bajo el nombre de “Prepublicación Convocatoria Pública UPME Gas Natural 01 – 2018 Infraestructura de regasificación en el pacífico colombiano”, que se basan en las resoluciones CREG 107 y 152 de 2017, se dice que la selección que se haga resultado de dicha convocatoria no dará lugar a una relación contractual con el Estado ni ninguna entidad pública⁹, como se lee a continuación.

“Inexistencia de contrato

• El presente proceso de selección no tiene como objeto o efecto la suscripción de contrato alguno con la UPME, CREG u otras entidades del Estado. • Ninguna entidad estatal asumirá obligación alguna para con el inversionista adjudicatario. No existe obligación alguna de pago por parte de entidades estatales para con el adjudicatario. El Ingreso Anual Esperado (IAE) no será pagado por entidades estatales.

⁸ Informe final Marco regulatorio internacional De la industria de regasificación De gas natural licuado. Comisión nacional de energía 30 de diciembre de 2010, Centro de regulación y competencia. Fundación facultad de derecho. Universidad de Chile:

https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/Informe_Final_RegCom_GNL.pdf

⁹ <http://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Paginas/Convocatorias-gas-natural.aspx>



ESPACIO EN BLANCO

- *No se trata de una concesión, no hay reversión al Estado. El Estado no presta los servicios asociados a la infraestructura objeto del proceso.*
- *El proceso de selección culmina con la emisión de una resolución por parte de la CREG en la que se establece el IAE para el adjudicatario.*
- *Las principales obligaciones del adjudicatario son las comprendidas en las normas vigentes, los DSI y la resolución que oficialice el ingreso regulado”*

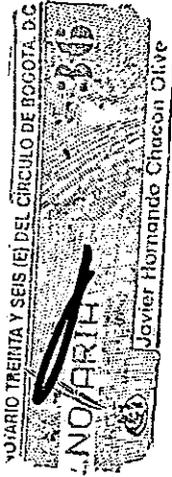
(Documentos Selección del Inversionista y el Auditor para el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de la Planta de Regasificación del Pacífico y el Gasoducto Buenaventura – Yumbo Estructura Jurídica)¹⁰ (Ver Prueba Documental 11)

MM. Debe notarse cómo se pretende entregar un subsidio con el dinero de los colombianos a un inversionista privado por un proyecto multimillonario que va a crear un monopolio de la regasificación de las importaciones de gas, y que además todo esto se haga sin que se exija un contrato. Más grave y abierta contradicción a las leyes de competencia y de contratación estatal no puede existir.

NN. Esto último es jurídicamente incoherente porque no es posible que un privado adquiera la obligación de ejecutar un proyecto como el de la Planta de Regasificación del Pacífico y que a su vez el Estado le garantice su remuneración, sin la celebración de un contrato de por medio. Lo que propone la UPME en el documento titulado “Prepublicación Convocatoria Pública UPME Gas Natural 01 – 2018 Infraestructura de regasificación en el pacífico colombiano” es fácticamente una convocatoria para adjudicar un contrato, incluso si la UPME le pone otro nombre.

OO. El hecho de que la UPME considere que no es necesario que haya un contrato que regule la ejecución y remuneración del proyecto Planta de Regasificación del Pacífico da cuenta de la falta de fundamento jurídico que soporte semejante operación. Igualmente, la negación de la existencia de un contrato en el presente caso es una muestra de absoluta negligencia por parte del Estado a la hora de intervenir los servicios públicos, puesto que sin la celebración de un contrato que regule los proyectos del Plan no habría forma efectiva de vigilar su ejecución ni de atribuir responsabilidad por la mala gestión de las obras ni de los dineros recaudados del público.

PP. Aquí es válido mencionar que todas las circunstancias indican que la sociedad a la que se le va a adjudicar la ejecución del proyecto es la transportadora de gas



¹⁰ <http://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Paginas/Convocatorias-gas-natural.aspx>

ESPACIO EN BLANCO

TGI S.A. ESP¹¹, que hace parte del Grupo Energía de Bogotá- GEB (Ver Pruebas Documentales 10 y 13), puesto que prácticamente es la única sociedad que cumple con los requisitos planteados por la CREG y la UPME. Esto resulta preocupante, porque esta empresa tiene un control casi total del transporte de gas en el centro y suroccidente del país, y con la adquisición de la planta de regasificación se le estaría otorgando a una fuente prácticamente ilimitada de “producción” de gas. Esto a todas luces atentaría con la integración vertical que hay en el sector de los hidrocarburos, porque esta empresa ejercería tanto la producción como el transporte de gas, lo cual está estrictamente prohibido. Tanto peor aún si se considera que la planta de gasificación se le entregaría prácticamente subsidiada por la remuneración en cuestión¹².

QQ. En definitiva, el Ministerio de Minas y Energía, la CREG y la UPME están creando un monopolio para favorecer a un privado y van a obligar a los colombianos a pagarlo. Tremendo gol el que se pretende hacer al derecho a la libre competencia con este esquema.



V. ACCIONES ESPECIFICAS DE LAS DEMANDADAS QUE ATENTAN CONTRA LOS DERECHOS E INTERESES COLECTIVOS

A. Del Ministerio de Minas y Energía:

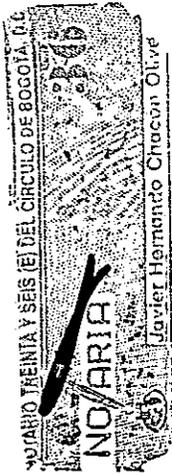
1. La expedición del Decreto 2345 de 2015 que, como se pudo observar en el fundamento fáctico, y como se analizará más adelante en el análisis jurídico, vulnera el derecho colectivo a la libertad económica en la medida en que:
 - i. Desconoce el mandato de una norma superior, el Plan Nacional de Desarrollo 2014- 2018 – Ley 1753 de 2015, en la medida que permite la ejecución de proyectos de confiabilidad y/o sin la necesidad de la verificación de la demanda a contratar y a pagar.
 - ii. Desconoce que los proyectos de confiabilidad y seguridad, en la medida que son una infraestructura productiva o útil, también son negocios y fuente de riqueza para quien los posea.
 - iii. Ordena la remuneración de la ejecución de los proyectos de seguridad y confiabilidad del sistema, permitiendo que dichas infraestructuras sean de propiedad de los particulares que las ejecuten, entregando, por lo tanto, un negocio rentable a un privado. (?)

¹¹ TGI es la compañía de transporte de gas natural más grande del país con una participación del 47,6% en el mercado y una infraestructura de gasoductos de 3.957 kilómetros. TGI atiende las zonas más pobladas de Colombia tales como Bogotá, Medellín, Bucaramanga, el Eje Cafetero y el Piedemonte Llanero.

¹² Esto es tanto como decir que a un inversionista privado que tiene la intención de explorar y producir hidrocarburos en Colombia se le subsidiaran las inversiones que debe realizar garantizándole un ingreso y un retorno aun cuando su búsqueda de hidrocarburos no sea exitosa.

ESPACIO EN BLANCO

- iv. Permite que dicha remuneración injustificada se haga mediante el cobro de cargos fijos y/o variables de la factura del servicio público de gas natural de todos los usuarios de la *demanda esencial*, garantizando el éxito de un negocio privado con dineros del público, es decir, casi un subsidio.
2. La expedición de la Resolución 40006 del 4 de enero de 2017 “Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural”, que va en contra de la información de la producción y perspectiva del mercado de gas natural. Esta norma ordena la ejecución de la Planta de Gasificación del Pacífico, a pesar de que dicha infraestructura no es necesaria ni garantiza la confiabilidad del sistema, con lo cual, la única finalidad del proyecto es otorgarle un negocio a un particular.



B. De la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG:

La expedición de las Resoluciones 107 y 152 de 2017 por medio de las cuales se reglamenta la ejecución del proyecto Planta de Gasificación del Pacífico, así como todas aquellas de las modifiquen o adicionen, vulnera el derecho colectivo a la libertad económica porque:

- i. Crea un esquema innecesario de remuneración para la ejecución del proyecto Planta de Gasificación del Pacífico – *Ingreso Anual Esperado* – que enriquece injustificadamente a un particular por la ejecución de un negocio privado.
- ii. Impide que otros participantes del mercado de gas natural en Colombia, diferentes de los transportadores, puedan competir en los procesos de selección para la ejecución del proyecto afectando la competencia.
- iii. Desconoce que las infraestructuras de gasificación se consideran una fuente de gas, es decir, de producción, y que, por lo tanto, las reglas de integración vertical impedirían que los transportadores fueran también propietarios de este tipo de infraestructura.
- iv. No menciona nada respecto a la necesidad de un contrato estatal para la ejecución del proyecto dejando sin ningún soporte legal las obligaciones que este adquiriera.

C. De la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME:

1. La elaboración del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural 2016, que desconoce que el estado actual de producción de gas en Colombia y la prospectividad de este sector, para justificar y forzar la ejecución de la Planta de Gasificación del Pacífico que no se necesita actualmente, y que solo pretende constituir un negocio privado.

ESPACIO EN BLANCO

2. La apertura de la convocatoria para la selección del inversionista que va a ejecutar la Planta de Gasificación del Pacífico que discrimina los agentes del mercado que pueden participar.
3. La determinación de que no habrá ningún contrato estatal que medie entre el inversionista seleccionado y las entidades públicas.

VI. DERECHOS E INTERESES COLECTIVOS AMENAZADOS Y VULNERADOS

A. VIOLACIÓN DEL DERECHO COLECTIVO A LA LIBRE COMPETENCIA - CREACIÓN DE MONOPOLIOS Y CIRCUNSTANCIAS DE COMPETENCIA DESLEAL- LEY 142 DE 1994- ARTÍCULOS 88, 333 Y 336 DE LA CONSTITUCIÓN POLÍTICA

La forma de selección y remuneración que contempla el artículo 5 del Decreto 2345 de 2015 a quien ejecute los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural le da a este una ventaja competitiva injustificada en relación con los otros agentes del mercado y de hecho garantiza un monopolio.

La Constitución Política de 1991 reconoce la libre competencia económica como un principio y derecho colectivo que todas las actuaciones administrativas deben respetar.

“ARTICULO 88. La ley regulará las acciones populares para la protección de los derechos e intereses colectivos, relacionados con el patrimonio, el espacio, la seguridad y la salubridad públicos, la moral administrativa, el ambiente, la libre competencia económica y otros de similar naturaleza que se definen en ella.

También regulará las acciones originadas en los daños ocasionados a un número plural de personas, sin perjuicio de las correspondientes acciones particulares.

Así mismo, definirá los casos de responsabilidad civil objetiva por el daño inferido a los derechos e intereses colectivos” (Subrayado por fuera del texto original)

“ARTICULO 333. La actividad económica y la iniciativa privada son libres, dentro de los límites del bien común. Para su ejercicio, nadie podrá exigir permisos previos ni requisitos, sin autorización de la ley.

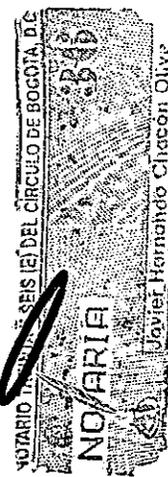
La libre competencia económica es un derecho de todos que supone responsabilidades.”

El contenido y alcance de libertad económica ha sido ampliamente desarrollado por la jurisprudencia constitucional. En Sentencia C-197/12 la Corporación se refirió sobre el particular en los siguientes términos:



ESPACIO EN BLANCO

“La Corte ha sostenido que el artículo 333 reconoce dos tipos de libertades: la libertad de empresa y la libre competencia. La libertad de empresa es la facultad de las personas de (...) afectar o destinar bienes de cualquier tipo (principalmente de capital) para la realización de actividades económicas para la producción e intercambio de bienes y servicios conforme a las pautas o modelos de organización típicas del mundo económico contemporáneo con vistas a la obtención de un beneficio o ganancia”. Esta libertad comprende, entre otras garantías, (i) la libertad contractual, es decir, la capacidad de celebrar los acuerdos que sean necesarios para el desarrollo de la actividad económica, y (ii) la libre iniciativa privada. La libre competencia, por su parte, consiste en la facultad que tienen todos los empresarios de orientar sus esfuerzos, factores empresariales y de producción a la conquista de un mercado, en un marco de igualdad de condiciones. Según la jurisprudencia constitucional, esta libertad comprende al menos tres prerrogativas: (i) la posibilidad de concurrir al mercado, (ii) la libertad de ofrecer las condiciones y ventajas comerciales que se estimen oportunas, y (iii) la posibilidad de contratar con cualquier consumidor o usuario. En este orden de ideas, esta libertad también es una garantía para los consumidores, quienes en virtud de ella pueden contratar con quien ofrezca las mejores condiciones dentro del marco de la ley y se benefician de las ventajas de la pluralidad de oferentes en términos de precio y calidad de los bienes y servicios, entre otros. Para garantizar la libre competencia, el Estado es entonces responsable de eliminar las barreras de acceso al mercado y censurar las prácticas restrictivas de la competencia, como el abuso de la posición dominante o la creación de monopolios.” (subrayado por fuera del texto original).



Resulta entonces que la libertad económica significa que todos los agentes del mercado pueden participar en este en igualdad de condiciones, sin restricciones ni ventajas competitivas. Lo cual no sucede en el caso del mercado de importación y gasificación de GNL, puesto que como se ha visto, la remuneración que concibe el artículo 5 del Decreto 2345 de 2015, favorecerá injustificadamente al inversionista que sea seleccionado para ejecutar el proyecto Planta de Regasificación del Pacífico, dándole una enorme ventaja competitiva en relación con los otros inversionistas interesados en dicho mercado.

Nuevamente hay que explicar que financiar o remunerar un proyecto privado rentable por sí mismo, con dineros del público implica necesariamente alterar las dinámicas del mercado que se interviene. Esta remuneración protege al inversionista que ejecuta el proyecto de los riesgos propios de los negocios y hace que los otros agentes del mercado no puedan competir en igualdad de condiciones con el primero porque estos sí tienen que asumir la totalidad del riesgo del negocio. Con esto, la medida estaría generando de hecho un monopolio en el mercado y desincentivaría el resto de inversión privada, lo cual es totalmente contrario a lo que se busca con el Plan de Abastecimiento de Gas puesto que literalmente se frenaría el interés en la expansión del sistema nacional de transporte de gas que recae principalmente en los

ESPACIO EN BLANCO

transportadores privados con monopolio como es el caso del interior del país donde opera TGI S.A. ESP, pues el interés es por supuesto priorizar la entrada y por ende el consumo de gas importado en el país a través de infraestructura de regasificación.

Adicionalmente, artículo 142 de 1994, en su artículo 2 establece que la intervención del Estado en la prestación de servicios públicos debe obedecer a ciertos fines, dentro de los cuales se menciona en el numeral 2.6 garantizar la libre competencia económica y evitar el abuso de la posición dominante.

“Artículo 2o. Intervención del Estado en los servicios públicos. El Estado intervendrá en los servicios públicos, conforme a las reglas de competencia de que trata esta Ley, en el marco de lo dispuesto en los artículos 334, 336, y 365 a 370 de la Constitución Política, para los siguientes fines:

(...)

“2.6. Libertad de competencia y no utilización abusiva de la posición dominante”

Esta norma es totalmente contraria al modelo de intervención, que proponen el Decreto 2345 de 2015 y las resoluciones CREG 107 y 152 de 2017, ya que estos actos administrativos afectan las dinámicas del mercado favoreciendo a un solo agente y discriminado a los demás, y además favorecen el abuso de posiciones dominantes, así como también de monopolios.

Por otro lado, hay que mencionar que artículo 2 de la Ley 142 de 1994 también dicta específicamente que la intervención estatal en los servicios públicos debe respetar el mandato constitucional del artículo 336 de la Carta relacionado con la prohibición de establecer monopolios diferentes a aquellos rentísticos del Estado. A propósito de lo cual el artículo 90 de la misma norma dice que de ninguna forma el cobro de cargo fijos en las facturas de los servicios públicos podrá generar posiciones dominantes ni monopolios.

“Artículo 90. Elementos de las fórmulas de tarifas. Sin perjuicio de otras alternativas que puedan definir las comisiones de regulación, podrán incluirse los siguientes cargos:

90.1. Un cargo por unidad de consumo, que refleje siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos que varíen con el nivel de consumo como la demanda por el servicio;

90.2. Un cargo fijo, que refleje los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, independientemente del nivel de uso.



ESPANCO ENRIANCO

Se considerarán como costos necesarios para garantizar la disponibilidad permanente del suministro aquellos denominados costos fijos de clientela, entre los cuales se incluyen los gastos adecuados de administración, facturación, medición y los demás servicios permanentes que, de acuerdo a definiciones que realicen las respectivas comisiones de regulación, son necesarios para garantizar que el usuario pueda disponer del servicio sin solución de continuidad y con eficiencia.

90.3. *Un cargo por aportes de conexión el cual podrá cubrir los costos involucrados en la conexión del usuario al servicio. También podrá cobrarse cuando, por razones de suficiencia financiera, sea necesario acelerar la recuperación de las inversiones en infraestructura, siempre y cuando estas correspondan a un plan de expansión de costo mínimo. La fórmula podrá distribuir estos costos en alícuotas partes anuales.*

El cobro de estos cargos en ningún caso podrá contradecir el principio de la eficiencia, ni trasladar al usuario los costos de una gestión ineficiente o extraer beneficios de posiciones dominantes o de monopolio.

Las comisiones de regulación siempre podrán diseñar y hacer públicas diversas opciones tarifarias que tomen en cuenta diseños óptimos de tarifas. Cualquier usuario podrá exigir la aplicación de una de estas opciones, si asume los costos de los equipos de medición necesarios.” (Negrita y subrayado por fuera del texto original)

De acuerdo con los anteriores mandatos constitucionales y legales, resulta evidente que todas las medidas estatales que intervienen un servicio público – incluido el transporte de gas natural – deberían respetar y garantizar la libertad de competencia y evitar el abuso de posición dominante de los agentes prestadores del servicio. Sin embargo, como se evidenció en la narración de los hechos, las entidades demandadas están actuando de tal forma que han restringido la libre competencia en el mercado de gas natural, y han generado unas circunstancias que favorecen a un solo agente, dándole ventajas competitivas sobre el resto de los inversionistas interesados, lo cual les hace imposible competir en igualdad de condiciones.

Partiendo del hecho de que las normas demandadas están estableciendo indirectamente un monopolio en la regasificación de GNL en todo el pacífico colombiano, al imposibilitar por inconveniencia económica que otros agentes participen en el mercado, resulta claro que estos actos administrativos también violan la disposición constitucional del artículo 336.



ESPACIO EN BLANCO

VII. SOLICITUD DE SUSPENSIÓN PROVISIONAL - MEDIDA CAUTELAR

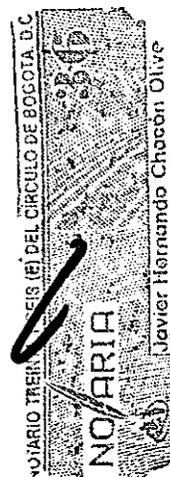
Con fundamento en el artículo 230 del CPACA que dispone:

“Las medidas cautelares podrán ser preventivas, conservativas, anticipativas o de suspensión, y deberán tener relación directa y necesaria con las pretensiones de la demanda. Para el efecto, el Juez o Magistrado Ponente podrá decretar una o varias de las siguientes medidas:

(...)

2. Suspender un procedimiento o actuación administrativa inclusive de carácter contractual. A esta medida solo acudirá el Juez o Magistrado Ponente cuando no exista otra posibilidad de conjurar o superar la situación que de lugar a su adopción y, en todo caso, en cuanto ello fuere posible el Juez o Magistrado Ponente indicará las condiciones o señalará las pautas que deba observar la parte demandada para que pueda reanudar el procedimiento o actuación administrativa sobre la cual recaiga la medida.

3. Suspender provisionalmente los efectos de un acto administrativo.”



Solicito a este Despacho que se ordene suspender el procedimiento de selección del inversionista para construir la Planta de Regasificación del Pacífico, llamado CONVOCATORIA PÚBLICA UPME -GAS NATURAL 01-2018 INFRAESTRUCTURA DE REGASIFICACION DEL PACIFICO COLOMBIANO.

La razón de la medida radica en que se debe suspender antes de que se consume el daño que implica que se seleccione un inversionista sin contrato para que con el dinero de los usuarios del servicio construya una planta que será de su propiedad exclusiva y sin derecho alguno de los usuarios que pagan por ella, generando de paso un monopolio pues nadie más puede competir en ese mercado de regasificación. Es protuberante la violación del derecho a la libre competencia y la gravísima afectación para todos los colombianos usuarios del servicio de gas que deberán pagar para enriquecer a quien sea favorecido y, todo lleva a concluir que el favorecido será el transportador TGI.

Con lo anterior se busca:

- i. Evitar que los mandatos irregulares que dictó este acto administrativo se cumplan y afecten, bajo la presunción de legalidad, el interés general.
- ii. Impedir que se ejecuten proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural sin la necesidad de verificar antes la disposición de la demanda a contratar y a pagar.
- iii. Prevenir que se den circunstancias que se presenten para la corrupción.

ESPACIO EN BLANCO

- iv. Frenar la ejecución de obras innecesarias o inviables con cargo al bolsillo de los usuarios del servicio público, ejecutadas por terceros que participarían en el mercado local con un ingreso garantizado "SUBSIDIO" a costa de incrementar el precio final en la cadena de suministro del gas local y sin asumir los riesgos a los que está sometida la inversión privada en el país, por último, afectando negativamente el comportamiento de crecimiento de la demanda desincentivado al sector.
- v. Evitar que se comprometa el dinero de todos los usuarios del servicio público de gas natural a través de un mecanismo ilegal.
- vi. Impedir que proyectos privados sean financiados con dinero del público y desconociendo las normas vigentes de contratación.
- vii. Evitar que bienes de interés público queden en manos de privados

VIII. PRUEBAS

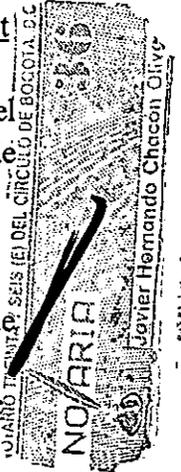
A. Documentales:

1. Copia de las paginas 228, 229 y 230 de las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018, que hace parte integra de la Ley 1753 de 2015 en virtud de su artículo 3, el cual también puede ser encontrado íntegramente en la página web del DNP, o en la siguiente dirección URL:
<https://www.dnp.gov.co/Plan-Nacional-de-Desarrollo/paginas/que-es-el-plan-nacional-de-desarrollo.aspx>
2. Copia de los primeros 3 artículos de la Ley 1753 de 9 de junio de 2015 "Por la Cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 'TODOS POR UN NUEVO PAÍS, la cual también puede ser encontrada íntegramente en la página web de la Secretaría del Senado o en la siguiente dirección URL:
http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1753_2015.html
3. Copia del Decreto 2345 de 2015 expedido por el Ministerio de Minas y Energía, el cual también puede ser encontrado en la página web de la entidad o en la siguiente dirección URL:
<http://wp.presidencia.gov.co/sitios/normativa/decretos/2015/Decretos2015/DECRETO%202345%20DEL%203%20DE%20DICIEMBRE%20DE%202015.pdf>
4. Copia de la Resolución 40052 de 2016 del Ministerio de Minas y Energía, que también puede ser encontrado en la página web de la entidad o en la siguiente dirección URL:
http://servicios.minminas.gov.co/compilacionnormativa/docs/resolucion_minminas_40052_2016.htm



ESPACIO EN BLANCO

5. Copia de las páginas 91 y 93 del Plan Transitorio de Abastecimiento Gas Natural, versión noviembre de 2016, documento que puede encontrarse íntegramente en la siguiente dirección URL:
http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_Transitorio_Abastecimiento_Gas_Natural.pdf
6. Copia de la Resolución 40006 del 4 de enero de 2017 “Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural”, que también puede encontrarse en la siguiente dirección URL:
<https://www.minminas.gov.co/documents/10180//23517//37343-Resoluci%C3%B3n-40006-4Ene2017.pdf>
7. Copia de los primeros 20 artículos de la Resolución CREG 107 DE 2017, que también puede hallarse en la siguiente dirección URL:
[http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/93c60eb1217c8d18052581950071a26b/\\$FILE/Creg107-2017.pdf](http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/93c60eb1217c8d18052581950071a26b/$FILE/Creg107-2017.pdf)
8. Copia de la Resolución CREG 152 DE 2017, que también puede hallarse en la siguiente dirección URL:
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/29f8c32f3098e2ca052581d400585ede/\\$FILE/Creg152-2017.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/29f8c32f3098e2ca052581d400585ede/$FILE/Creg152-2017.pdf)
9. Copia del artículo de prensa titulado “Nueve millones de usuarios en el país ya usan gas natural”, publicado en la revista Portafolio, que también puede encontrarse en la página web del medio de comunicación en la siguiente URL:
<http://www.portafolio.co/economia/nueve-millones-de-personas-en-el-pais-ya-usan-gas-natural-515364>
10. Copia del artículo de prensa titulado “Licitaremos en la Regasificadora del Pacífico”, publicado en la revista La República, que también puede encontrarse en la página web del medio de comunicación en la siguiente URL:
<https://www.larepublica.co/economia/licitaremos-en-la-regasificadora-del-pacifico-2494336>
11. Copia del documento de la UPME titulado “Documentos Selección del Inversionista y el Auditor para el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de la Planta de Regasificación del Pacífico y el Gasoducto Buenaventura – Yumbo Estructura Jurídica”, que se encuentra publicado en la página de la entidad en la siguiente URL:
http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Convocatorias-GN/UPME-01-2018/Presentacion/Presentacion_DSI.pdf
12. Copia del artículo de prensa titulado “Las reservas de petróleo alcanzan para 5,7 años y las de gas, para 11,7 años”, publicado en la revista La República, que también puede encontrarse en la página web del medio de comunicación en la siguiente URL: <https://www.larepublica.co/economia/reservas-de-petroleo-alcanzan-para-57-anos-y-las-de-gas-para-117-anos-2721548>



ESPACIO EN BLANCO

13. Copia del artículo de prensa titulado “*Regasificadora del Pacífico, la apuesta grande del GEB*” publicado por la revista Portafolio, el martes 31 de julio de 2018.

B. OFICIOS

1. Oficiase al Ministerio de Minas y Energía para que allegue todos los antecedentes administrativos del Decreto 2345 de 2015.
2. Oficiase a la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, para que allegue todos los antecedentes administrativos de las Resoluciones 107 y 152 de 2017, así como todas aquellas que las modifiquen o adicionen.

IX. ANEXOS.

- A. Todos los mencionados en el acápite de pruebas documentales.
- B. Constancia de solicitud de protección del derecho colectivo al Ministerio de Minas y Energía, de fecha 7 de septiembre de 2018.
- C. Constancia de solicitud de protección del derecho colectivo a la CREG, de fecha 5 de septiembre de 2018
- D. Constancia de solicitud de protección del derecho colectivo a la UPME, de fecha 7 de septiembre de 2018.
- E. Respuesta del Ministerio de Minas y Energía a la petición del 7 de septiembre de 2018.
- F. Respuesta de la UPME a la petición del 7 de septiembre de 2018.
- G. Fotocopia de la cédula de ciudadanía del actor.
- H. Copias de la demanda y sus anexos para los traslados.
- I. CD que contiene copia de la demanda y sus anexos

X. NOTIFICACIONES

A. El accionante:

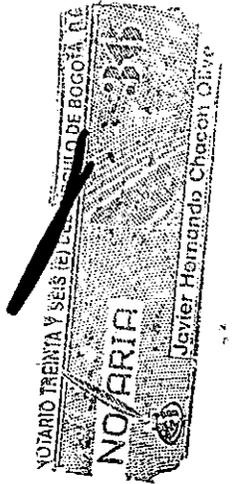
1. Señor VICTORIANO JOROPA CATIMAY:
 Dirección: Resguardo indígena Sáliva de Paravare, en el municipio de Orocué,
 departamento de Casanare
 Teléfono: 316 372 91 14
 Correos electrónicos: victorianojota78@gmail.com; victorjropa@yahoo.es;



ESPACIO EN BLANCO

B. Los Accionados:

1. El Ministerio de Minas y Energía:
 - i. Dirección electrónica de notificaciones judiciales:
notijudiciales@minminas.gov.co
2. La Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG:
 - i. Dirección electrónica de notificaciones judiciales:
notificaciones1@creg.gov.co
3. La Unidad de Planeación Minero Energética:
 - i. Dirección electrónica de notificaciones judiciales:
notificaciones@upme.gov.co

**C. El Ministerio Público**

- i. Dirección electrónica de notificaciones judiciales:
procesosjudiciales@procuraduria.gov.co

D. Agencia Nacional de Defensa Jurídica del Estado

- i. Dirección electrónica:
<http://defensajuridica.gov.co/servicios-al-ciudadano/buzon-y-envio-de-informacion/Paginas/buzon-nacional-procesos-judiciales.aspx>

De los Honorables Magistrados,


 Victoriano Joropa Catimay
 C.C 74.849.250 de Orocué

FIRMA AUTENTICADA
 NOTARIA 36 (Treinta y seis)
 del Circuito de Bogotá D.C.

NOTARIO FRENTE Y SEIS (E)
NO/ARIA

ESPANOL EN BILBAO



DILIGENCIA DE PRESENTACIÓN PERSONAL



79803

Artículo 2.2.6.1.2.4.1 del Decreto 1069 de 2015

En la ciudad de Bogotá D.C., República de Colombia, el tres (03) de octubre de dos mil dieciocho (2018), en la Notaría Treinta y Seis (36) del Círculo de Bogotá D.C., compareció:

VICTORIANO JOROPA CATIMAY, identificado con Cédula de Ciudadanía/NUIP #0074849250, presentó el documento dirigido a AL INTERESADO y manifestó que la firma que aparece en el presente documento es suya y acepta el contenido del mismo como cierto.

----- Firma autógrafa -----



g2r95mwcxqv
03/10/2018 - 10:25:04:604



Conforme al Artículo 18 del Decreto-Ley 019 de 2012, el compareciente fue identificado mediante cotejo biométrico en línea de su huella dactilar con la información biográfica y biométrica de la base de datos de la Registraduría Nacional del Estado Civil.

Acorde a la autorización del usuario, se dio tratamiento legal relacionado con la protección de sus datos personales y las políticas de seguridad de la información establecidas por la Registraduría Nacional del Estado Civil.



JAVIER HERNANDO CHACÓN OLIVEROS

Notario treinta y seis (36) del Círculo de Bogotá D.C. - Encargado

El presente documento puede ser consultado en la página web www.notariasegura.com.co
Número Único de Transacción: g2r95mwcxqv

10/10/10

ESPACIO ENRIANCO

ANEXOS

ANEXO A

PRUEBAS

DOCUMENTALES

PRUEBA DOCUMENTAL No. 1

Copia de las páginas 228, 229 y 230 de las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018, que hace parte íntegra de la Ley 1753 de 2015 en virtud de su artículo 3, documento que también puede ser encontrado íntegramente en la página web del DNP, o en la siguiente dirección URL:

<https://www.dnp.gov.co/Plan-Nacional-de-Desarrollo/paginas/que-es-el-plan-nacional-de-desarrollo.aspx>



TODOS POR UN NUEVO PAIS

2014 - 2018

Plan Nacional de Desarrollo

PLAN NACIONAL DE
DESARROLLO

2014-2018



**TODOS POR UN
NUEVO PAÍS**
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

TOMO 1



DNP Departamento
Nacional
de Planeación

Presidente de la República
Juan Manuel Santos Calderón

Vicepresidente de la República
Germán Vargas Lleras

Departamento Nacional de Planeación

Director General
Simón Gaviria Muñoz

Subdirector General Sectorial
Luis Fernando Mejía Alzate

Subdirector General Territorial y de Inversión Pública
Manuel Fernando Castro Quiroz

Coordinador Sectorial del Plan Nacional de Desarrollo
Daniel Castellanos García

Coordinador Territorial del Plan Nacional de Desarrollo
Carlos Eduardo Sepúlveda Rico

Director de Desarrollo Empresarial
Rafael Puyana Martínez-Villalba

Directora de Desarrollo Rural Sostenible
Ángela María Penagos Concha

Directora de Desarrollo Social
Alejandra Corchuelo Marmolejo

Directora de Desarrollo Territorial Sostenible
Camila María Aguilar Londoño

Directora de Desarrollo Urbano
Sirly Edelis Castro Turán

Director de Estudios Económicos
Gabriel Armando Piraquive Galeano

Directora de Seguimiento y Evaluación de Políticas Públicas
Adriana Camacho González

Director de Infraestructura y Energía Sostenible
Dimitri Zaninovich Victoria

Director de Inversiones y Finanzas Públicas
José Mauricio Cuestas Gómez

Director de Justicia, Seguridad y Gobierno
Diego Restrepo Londoño

Directora de Vigilancia de las Regalías
Amparo García Montaña

Coordinador Grupo de Participación Privada
Julián Márquez Aguel

Coordinadora Grupo de Proyectos Especiales
Lina María García Muñoz

Subdirector de Desarrollo Ambiental Sostenible
Alexander Martínez Montero

Coordinador del Sistema General de Regalías
Camilo Llóreda Becerra

Director del Programa Nacional de Servicio al Ciudadano
Juan Carlos Rodríguez Arana

Aseores y colaboradores de las subdirecciones generales

Juan Pablo Angulo, Elizabeth Arciniegas, Cristina Aristizábal, Laura Hincapié, Redy López, Laura Ochoa, Andrés Ortigón, Iván Osejo, Yesid Parra, Mauricio Quiñones, Sebastián Restrepo, Andrey G. Rodríguez y Gian Carlo Suescún

Coordinación editorial
Grupo de Comunicaciones y Relaciones Públicas

Coordinador
Wiston González del Río

Edición
Carmen Elisa Villamizar Camargo
Adriana Paola Forero Ospina

Diseño, diagramación e impresión
Imprenta Nacional de Colombia

Plan Nacional de Desarrollo: Todos por un nuevo país
Tomos 1 y 2

ISBN para internet: 978-958-8340-88-3
©Departamento Nacional de Planeación, 2015

Contenido

TOMO 1

ACRÓNIMOS, ABREVIACIONES Y SIGLAS MÁS USADAS	11
I. INTRODUCCIÓN	21
II. COLOMBIA EN PAZ	33
A. Diagnóstico	35
B. Visión	41
C. Objetivos y lineamientos generales	45
Objetivo 1. Fortalecer el proceso de construcción de paz y garantizar su sostenibilidad para permitir al país y a sus ciudadanos alcanzar su pleno potencial como nación	46
Objetivo 2. Integrar el territorio y sus comunidades, para contribuir al cierre de brechas poblacionales y sociales, potenciando la conectividad para la inclusión productiva y el acceso a bienes públicos, servicios sociales e información	48
Objetivo 3. Reducir las desigualdades sociales y territoriales entre los ámbitos urbano y rural, mediante el desarrollo integral del campo como garantía para la igualdad de oportunidades	49
III. COLOMBIA EQUITATIVA Y SIN POBREZA EXTREMA	55
A. Diagnóstico	57
B. Visión	62
C. Objetivos y lineamientos generales	63
Objetivo 1. Erradicar la pobreza extrema en 2024 y reducir la pobreza moderada	64
Objetivo 2. Reducir las brechas poblacionales en materia de ingresos	65
Objetivo 3. Reducir las brechas poblacionales y territoriales en la provisión de servicios de calidad en salud, educación, servicios públicos, infraestructura y conectividad	66
Objetivo 4. Promover el desarrollo económico incluyente del país y sus regiones	69
IV. COLOMBIA, LA MÁS EDUCADA	75
A. Diagnóstico	77

4 Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018:
Todos por un nuevo país

Objetivo: Cerrar las brechas en acceso y calidad a la educación, entre individuos, grupos poblacionales y entre regiones, acercando al país a altos estándares internacionales y logrando la igualdad de oportunidades para todos los ciudadanos	85
V. COMPETITIVIDAD E INFRAESTRUCTURA ESTRATÉGICAS	107
A. Diagnóstico	113
B. Visión	139
C. Objetivos, estrategias y metas	141
Objetivo 1. Incrementar la productividad de las empresas colombianas a partir de la sofisticación y diversificación del aparato productivo	141
Objetivo 2. Contribuir al desarrollo productivo y la solución de los desafíos sociales del país a través de la ciencia, tecnología e innovación	161
Objetivo 3. Promover las TIC como plataforma para la equidad, la educación y la competitividad	171
Objetivo 4. Proveer la infraestructura y servicios de logística y transporte para la integración territorial	184
Objetivo 5. Consolidar el desarrollo minero-energético para la equidad regional	225
D. Acuerdos de consulta previa con grupos étnicos	252
Objetivo 6. Desarrollo de infraestructura vial y de transporte e inclusión coherente en las tecnologías de la información y las comunicaciones, así como el acceso a energías sostenibles, en la perspectiva cerrar de brechas productivas	252
VI. MOVILIDAD SOCIAL	265
A. Diagnóstico	267
B. Visión	277
C. Objetivos, estrategias y metas	281
Objetivo 1. Garantizar los mínimos vitales y avanzar en el fortalecimiento de las capacidades de la población en pobreza extrema para su efectiva inclusión social y productiva (Sistema de Promoción Social)	281
Objetivo 2. Mejorar las condiciones de salud de la población colombiana y propiciar el goce efectivo del derecho a la salud, en condiciones de calidad, eficiencia, equidad y sostenibilidad	295
Objetivo 3. Generar alternativas para crear empleos de calidad y acceder al aseguramiento ante la falta de ingresos y los riesgos	

Objetivo 4. Cerrar la brecha en el acceso y la calidad de la educación, para mejorar la formación de capital humano, incrementar la movilidad social y fomentar la construcción de ciudadanía	343
Objetivo 5. Impulsar la planificación, actuación coherente y articulado de los sectores de vivienda, agua potable y saneamiento básico, bajo el concepto de "Ciudades Amables y Sostenibles para la Equidad" en complemento con las acciones estratégicas de movilidad urbana	378
Objetivo 6. Establecer un apoyo oportuno frente a los riesgos que afectan el bienestar de la población y los mecanismos para la protección de las condiciones de vida de las personas	393
D. Acuerdos de consulta previa con grupos étnicos	398
Objetivo 7. Desarrollo y fortalecimiento de la cultura y comunicaciones propias y apropiadas, la educación, la salud, la autonomía y seguridad alimentaria que incluyan a familias, mujeres, niñas, niños, jóvenes y mayores de los pueblos indígenas y del pueblo Rrom	398
VII. TRANSFORMACIÓN DEL CAMPO	415
A. Diagnóstico	417
B. Visión	421
C. Objetivos, estrategias y metas	423
Objetivo 1. Ordenar el territorio rural buscando un mayor acceso a la tierra por parte de los productores agropecuarios sin tierras o con tierra insuficiente, el uso eficiente del suelo y la seguridad jurídica sobre los derechos de propiedad bajo un enfoque de crecimiento verde	423
Objetivo 2. Cerrar las brechas urbano-rurales y sentar las bases para la movilidad social mediante la dotación de bienes públicos y servicios que apoyen el desarrollo humano de los pobladores rurales	427
Objetivo 3. Acelerar la salida de la pobreza y la ampliación de la clase media rural mediante una apuesta de inclusión productiva de los pobladores rurales	430
Objetivo 4. Impulsar la competitividad rural a través de la provisión de bienes y servicios sectoriales que permitan hacer de las actividades agropecuarias una fuente de riqueza para los productores del campo	434
Objetivo 5. Contar con un arreglo institucional integral y multisectorial que tenga presencia territorial de acuerdo con las necesidades de los pobladores rurales y los atributos del territorio, que permita corregir las brechas de bienestar y de oportunidades de desarrollo entre regiones rurales	440

6 Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018:
Todos por un nuevo país

Objetivo 6. Consolidación del territorio, mejoramiento del hábitat (vivienda, agua y saneamiento básico) y desarrollo de la economía propia de pueblos indígenas y del pueblo Rom	443
VIII. SEGURIDAD, JUSTICIA Y DEMOCRACIA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE PAZ	447
A. Diagnóstico	449
B. Visión	461
C. Objetivos, estrategias y metas	465
1. Fortalecimiento de los roles del Estado para el goce efectivo de derechos de todos los habitantes del territorio	465
Objetivo 1. Proveer seguridad y defensa en el territorio nacional	465
Objetivo 2. Promover la prestación, administración y acceso a los servicios de justicia con un enfoque sistémico y territorial	485
Objetivo 3. Fortalecer las instituciones democráticas para la promoción, respeto y protección de derechos humanos, la construcción de acuerdos sociales incluyentes y la gestión pacífica de conflictos	493
Objetivo 4. Fortalecer la articulación del Estado en un marco de política criminal coherente, eficaz y con enfoque restaurativo	508
Objetivo 5. Enfrentar el problema de las drogas desde una perspectiva integral y equilibrada	512
2. Justicia transicional y goce efectivo de derechos de las víctimas del conflicto armado interno	519
Objetivo 6. Avanzar hacia la garantía del goce efectivo de derechos de las víctimas del conflicto armado en Colombia	519
Objetivo 7. Fortalecer y articular los mecanismos de transición hacia la paz	526
Objetivo 8. Consolidación de la Acción Integral contra Minas Antipersona	535
D. Acuerdos de consulta previa con grupos étnicos	538
Objetivo 9: Desarrollo armónico de la justicia propia en articulación con los planes de vida de los pueblos indígenas y del pueblo Rom según sus procesos	538

TOMO 2.

IX. BUEN GOBIERNO	569
A. Diagnóstico	572
B. Visión	587
C. Objetivos, estrategias y metas	587

Objetivo 1. Fortalecer la articulación Nación-territorio	597
Objetivo 2. Afianzar la lucha contra la corrupción, transparencia y rendición de cuentas	605
Objetivo 3. Promover la eficiencia y eficacia administrativa	612
Objetivo 4. Optimizar la gestión de la información	623
Objetivo 5. Optimizar la gestión de la inversión de los recursos públicos	630
Objetivo 6. Promover y asegurar los intereses nacionales a través de la política exterior y cooperación internacional	641
D. Acuerdos de consulta previa con grupos étnicos	645
Objetivo 7. Desarrollo y consolidación de las formas de gobierno propio, que contribuyan al fortalecimiento de la institucionalidad indígena así como a mejorar las relaciones entre los pueblos indígenas, el pueblo Rrom, sus respectivas organizaciones y la institucionalidad del Gobierno nacional	645
X. CRECIMIENTO VERDE	653
A. Diagnóstico	655
B. Visión	662
C. Objetivos, estrategias y metas	664
Objetivo 1: Avanzar hacia un crecimiento sostenible y bajo en carbono	664
Objetivo 2: Proteger y asegurar el uso sostenible del capital natural y mejorar la calidad y la gobernanza ambiental	677
Objetivo 3: lograr un crecimiento resiliente y reducir la vulnerabilidad frente a los riesgos de desastres y al cambio climático	693
D. Acuerdos de consulta previa con grupos étnicos	703
Objetivo 4. Protección y conservación de territorios y ecosistemas, mitigación y adaptación del cambio climático, ordenamiento ambiental, mecanismos REDD+ en territorios de los pueblos indígenas y del pueblo Rrom	704
XI. ESTRATEGIAS REGIONALES: EJES ARTICULADORES DEL DESARROLLO Y PRIORIDADES PARA LA GESTIÓN TERRITORIAL	711
A. Caribe próspero, equitativo y sin pobreza extrema	725
1. Diagnóstico	725
2. Visión y objetivos	738
3. Estrategias	739
4. Metas y productos	762
B. Eje Cafetero y Antioquia: capital humano innovador	

8 Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018:
Todos por un nuevo país.

1. Diagnóstico	773
2. Visión y objetivos	780
3. Estrategias	780
4. Metas y productos	791
C. Conectividad para la integración y el desarrollo productivo sostenible de la región Centro-Oriente y Bogotá, D. C.	797
1. Diagnóstico	797
2. Visión y objetivos	807
3. Estrategias	807
4. Metas y productos	821
5. Bogotá, Distrito capital: Movilidad y competitividad con inclusión y seguridad	824
D. Pacífico: desarrollo socioeconómico con equidad, integración y sostenibilidad ambiental	835
1. Diagnóstico	835
2. Visión y objetivos	845
3. Estrategias	846
4. Metas y productos	859
E. Medio ambiente; agroindustria y desarrollo humano: crecimiento y bienestar para los Llanos	865
1. Diagnóstico	865
2. Visión y objetivos	873
3. Estrategias	874
4. Metas y productos	887
F. El Centro-Sur-Amazonía de Colombia, tierra de oportunidades y paz: desarrollo del campo y conservación ambiental	895
1. Diagnóstico	895
2. Visión y objetivos	904
3. Estrategias	905
4. Metas y productos	917
XII. CONSISTENCIA MACROECONÓMICA	923
A. Transición demográfica en Colombia	926
B. Principales elementos de política	936
C. Contexto internacional	940
D. Supuestos macroeconómicos	955
E. Escenario de balanza de pagos	960
F. Política monetaria y sistema financiero	965
G. Política fiscal.	965

	Contenido	9
I. Factores institucionales que afectan el crecimiento	969	
J. Principales medidas que sustentan la política fiscal	975	
XIII. PLAN PLURIANUAL DE INVERSIONES 2015-2018	983	
XIV. SEGUIMIENTO Y EVALUACIÓN DEL PND 2014-2018: <i>TODOS POR UN NUEVO PAÍS</i>	1001	
A. Introducción	1003	
B. Diagnóstico	1004	
C. Seguimiento a las metas de Gobierno	1004	
D. Evaluación de políticas públicas	1008	
ANEXO IV. INICIATIVAS DE INVERSIÓN DEL PERIODO 2015-2018	1015	
LEY 1753 DE 2015		
"Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018: Todos por un nuevo país"	1059	

y procedimientos con estándares internacionales para mejorar el control del tráfico marítimo, señalización, búsqueda y rescate, atención a derrames (Centro Regional de Emergencias) y demás siniestros marítimos.

Así mismo, se deberá actualizar el Plan Nacional de Contingencia (PNC) contra derrames de hidrocarburos, derivados y otras sustancias nocivas en aguas marinas —teniendo en cuenta el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres—, así como reglamentar el empleo de dispersantes, quema in situ y otras tecnologías de avanzada de respuesta, para controlar y mitigar los impactos al medio marino generados por los eventos no planeados de contaminación de esta actividad.

La ANLA y la Dimar deberán adelantar los estudios pertinentes que permitan armonizar, articular y hacer más eficientes los procesos y trámites requeridos a las empresas tanto para la exploración y producción de hidrocarburos costa afuera, como para la aprobación de la infraestructura de regasificación en puertos.

Por otra parte, el Servicio Geológico Colombiano (SGC), el IDEAM y las CAR, en el marco de sus competencias, con el apoyo del sector energético colombiano, desarrollarán estudios relacionados con aguas subterráneas, incluyendo aquellas en áreas de interés hidrocarburífero.

Los institutos del Sina, con el apoyo de las entidades del sector energético y bajo la coordinación del MADS, desarrollarán investigaciones y gestión del conocimiento en materia de recursos naturales renovables, biodiversidad, servicios ecosistémicos y medio ambiente en áreas de interés hidrocarburífero.

Por su parte, Colciencias incluirá, como criterio de priorización para fomentar la investigación en medio ambiente y biodiversidad aquellas investigaciones que se adelanten en zonas de interés hidrocarburífero.

Finalmente, dentro de los planes de inversión contemplados por los nuevos proyectos, se requerirá la revisión de los mecanismos y criterios por medio de los cuales se definen las inversiones que harán las empresas en las regiones, con el objetivo de articularlas con los planes de desarrollo territoriales, y maximizar su impacto.

b. Expansión y consolidación del mercado de gas combustible

Con el objetivo de cuantificar y priorizar las inversiones orientadas a aumentar la cobertura de gas combustible, el Estado...

para un periodo de 10 años, que deberá actualizar periódicamente. Este plan tendrá en cuenta la regulación que expida la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Es de resaltar que con el fin de aumentar la cobertura del servicio de gas combustible en los estratos 1 y 2, la construcción de redes de distribución se continuarán cofinanciando con recursos públicos, incentivando la agrupación de proyectos a nivel regional para incrementar su impacto socio-económico.

Ahora bien, con el fin de masificar el uso del GLP en las zonas de difícil acceso del país, se promoverá la implementación de esquemas empresariales integrales para su distribución y comercialización, buscando entre otros beneficios sustituir el uso de la leña para la cocción de alimentos y de esta forma disminuir la deforestación.

Es importante anotar que el MME revisará la política de subsidios existente para el servicio de gas combustible, con el objetivo de no generar ineficiencias en la inversión, y de establecer una adecuada complementariedad para el servicio prestado con gas natural o con GLP. Adicionalmente, se continuarán los programas de subsidios de gas natural y GLP, supeditados a la disponibilidad de recursos en el presupuesto nacional.

Con el fin de asegurar el abastecimiento futuro de gas natural, se hace necesario la construcción de plantas de regasificación que permitan la importación del combustible. En ese sentido, durante este cuatrienio se adelantarán los estudios y se expedirá la normatividad pertinente para la construcción de otras plantas de regasificación. Adicionalmente, es importante iniciar la explotación de los yacimientos de gas metano asociado al carbón y explorar la posibilidad de importar gas natural desde Venezuela.

La comercialización de gas natural de las fuentes existentes y de nuevas fuentes se hará dentro de las reglas establecidas por la CREG para la comercialización en el mercado mayorista de gas natural, para lo cual es fundamental que el gestor del mercado de gas inicie la prestación de servicios según lo previsto por la regulación. De esa forma, el Gobierno nacional continuará promoviendo la competencia en el mercado mayorista de gas natural, para lo cual resulta relevante apoyar la consolidación de los servicios del gestor del mercado, cuyos actos son de carácter mercantil sujetos al reglamento de operación establecido por la CREG.

También se adoptarán medidas regulatorias encaminadas a promover la expansión oportuna del sistema nacional de transporte, así como la ejecución de proyectos de confiabilidad del sistema y los sistemas de distribución, mediante el uso de mecanismos de competencia. Dichos mecanismos deberán ser aplicados por la UPME cuando su planeación indicativa lleve a identificar proyectos con carácter prioritario, y una vez se haya constatado la disposición de la demanda a contratar y pagar por dichos proyectos tras la aplicación de herramientas regulatorias definidas por la CREG.

Por otra parte, el MME impulsará la adopción de normas que permitan la destinación del gas licuado de petróleo a usos diferentes a los tradicionales, como el uso como combustible vehicular. Se espera que una demanda creciente incentive nuevas inversiones en la producción de este combustible.

Como complemento de lo anterior, el MME reglamentará el uso de la Guía Única de Transporte de Gas Licuado de Petróleo para desincentivar el transporte ilegal de éste, y junto con la CREG evaluarán la conveniencia de establecer la figura del gestor del mercado de GLP para administrar información confiable y transparente de este sector que contribuya al fortalecimiento del mercado mayorista de este combustible.

En lo que respecta a la actividad de transporte del GLP por ductos, la CREG establecerá una nueva metodología para su remuneración que guarde armonía con la regulación que establezca para la remuneración del transporte de otros combustibles por ductos.

c. Abastecimiento de combustibles líquidos y biocombustibles

El Gobierno nacional tomará las medidas necesarias para continuar garantizando el abastecimiento de los combustibles líquidos. Para lo anterior se adelantarán acciones en dos vías: en primer lugar, la modernización de los procesos en refinación para lograr el aprovechamiento de crudos pesados y la mayor producción de combustibles, incrementando la capacidad de las principales refinerías del país y, en segundo lugar, la ampliación de la infraestructura necesaria para la importación de combustible en caso de no lograr el autoabastecimiento.

En ambos casos se requerirá desarrollar la infraestructura de puertos y ductos

PRUEBA DOCUMENTAL No. 2

Copia de los primeros 3 artículos de la Ley 1753 de 9 de junio de 2015 "Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 'TODOS POR UN NUEVO PAÍS', la cual también puede ser encontrada íntegramente en la página web de la Secretaría del Senado o en la siguiente dirección URL:

http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1753_2015.html

Última actualización: 31 de mayo de 2018
Derechos de autor reservados - Prohibida su reproducción

Inicio

Artículo ▼

Siguiendo

LEY 1753 DE 2015

(junio 9)

Diario Oficial No. 49.538 de 9 de junio de 2015

CONGRESO DE LA REPÚBLICA

Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 "Todos por un nuevo país".

Resumen de Noticias de Vigencia

PDF

EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

DECRETA:

TÍTULO I.

DISPOSICIONES GENERALES.

ARTÍCULO 1o. OBJETIVOS DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO. El Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 "Todos por un nuevo país", que se expide por medio de la presente ley, tiene como objetivo construir una Colombia en paz, equitativa y educada, en armonía con los propósitos del Gobierno nacional, con las mejores prácticas y estándares internacionales, y con la visión de planificación, de largo plazo prevista por los objetivos de desarrollo sostenible.

ARTÍCULO 2o. PARTE INTEGRAL DE ESTA LEY. El documento denominado "Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018: Todos por un nuevo país", elaborado por el Gobierno nacional con la participación del Consejo Superior de la Judicatura y del Consejo Nacional de Planeación, con las modificaciones realizadas en el trámite legislativo, es parte integral del Plan Nacional de Desarrollo y se incorpora a la presente ley como un anexo.

ARTÍCULO 3o. PILARES DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO. El Plan Nacional de Desarrollo se basa en los siguientes tres pilares:

1. Paz. El Plan refleja la voluntad política del Gobierno para construir una paz sostenible bajo un enfoque de goce efectivo de derechos.

2. Equidad. El Plan contempla una visión de desarrollo humano integral en una sociedad con oportunidades para todos.

10/7/2018

Leyes desde 1992 - Vigencia expresa y control de constitucionalidad [LEY_1753_2015]

3. **Educación.** El Plan asume la educación como el más poderoso instrumento de igualdad social y crecimiento económico en el largo plazo, con una visión orientada a cerrar brechas en acceso y calidad al sistema educativo, entre individuos, grupos poblacionales y entre regiones, acercando al país a altos estándares internacionales y logrando la igualdad de oportunidades para todos los ciudadanos.

ARTÍCULO 46. ESTRATEGIAS TRANSVERSALES Y REGIONALES. Para la consolidación de los tres Pilares descritos en el artículo anterior y la transformación hacia un nuevo país, en el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 se incorporarán estrategias transversales:

1. Competitividad e infraestructura estratégicas

2. Movilidad social

Transformación del campo

4. Seguridad, justicia y democracia para la construcción de paz

5. Buen gobierno

6. Crecimiento verde

De igual manera se incorporarán las siguientes estrategias regionales, para establecer las prioridades para la gestión territorial y promover su desarrollo

-- **Caribe:** Próspero, equitativo y sin pobreza extrema.

-- **Eje Cafetero y Antioquia:** Capital humano innovador en territorios incluyentes.

-- **Centro Oriente y Distrito Capital de Bogotá:** Conectividad para la integración y desarrollo productivo sostenible de la región.

-- **Pacífico:** Desarrollo socioeconómico con equidad, integración y sostenibilidad ambiental.

-- **Llanos Orientales:** Medio ambiente, agroindustria y desarrollo humano para el crecimiento y bienestar.

-- **Centro Sur Amazonía:** Tierra de oportunidades y paz: desarrollo del campo y conservación ambiental.

Las estrategias transversales que se puedan aplicar acorde con la normatividad vigente cobijarán a los colombianos residentes en el exterior.

TÍTULO II.

PLAN DE INVERSIONES Y PRESUPUESTOS PLURIANUALES.

ARTÍCULO 56. PLAN NACIONAL DE INVERSIONES PÚBLICAS 2015-2018. El Plan Nacional de Inversiones Públicas 2015-2018 se estima en un valor de setecientos tres coma nueve (\$703,9) billones, a pesos constantes de 2014, financiados de la siguiente manera:

Estrategias Transversales y Objetivos

Plan de Inversiones 2015-2018

Cifras en millones de pesos de 2014

PRUEBA DOCUMENTAL No. 3

Copia del Decreto 2345 de 2015 expedido por el Ministerio de Minas y Energía, el cual también puede ser encontrado en la página web de la entidad o en la siguiente dirección URL:

<http://wp.presidencia.gov.co/sitios/normativa/decretos/2015/Decretos2015/DECRETO%202345%20DEL%203%20DE%20DICIEMBRE%20DE%202015.pdf>

SECRETARIA JURIDICA
Mesa
WOS

República de Colombia



1930

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

DECRETO NÚMERO 2345 DE

3 DIC 2015

Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

En ejercicio de sus facultades constitucionales y legales y en especial las que le confiere el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política, el artículo 2º de la Ley 142 de 1994, y

CONSIDERANDO

Que de conformidad con lo previsto en los artículos 1, 2 y 4 de la Ley 142 de 1994, la distribución de gas combustible y sus actividades complementarias constituyen servicios públicos esenciales y el Estado intervendrá los mismos a fin de garantizar la calidad del bien y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua, ininterrumpida y eficiente.

Que en atención a las restricciones que puedan presentarse en el suministro de gas natural o de su transporte por gasoductos, mediante el Decreto 1073 de 2015 se fijó el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones no transitorias en la oferta de gas natural, o situaciones de grave emergencia que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda. Así mismo, el mencionado Decreto advirtió que cuando se trate de racionamiento programado, de gas natural o de energía eléctrica, el Ministerio de Minas y Energía debe fijar el orden de atención de la demanda entre los agentes.

Que el artículo 2.2.2.15 del señalado Decreto 1073 de 2015 dispone que los productores, los productores comercializadores, los comercializadores y los transportadores atenderán de manera prioritaria la demanda de gas para consumo interno, para lo cual deberán sujetarse a las disposiciones que expida el Ministerio de Minas y Energía.

Que el párrafo del artículo 2.2.2.15 del Decreto 1073 de 2015 dispone que los agentes exportadores atenderán prioritariamente la demanda de gas natural para consumo interno 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 citado Decreto.

Continuación del Decreto: "Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural"

Que es necesario actualizar la definición de demanda esencial con el fin de garantizar el suministro para esta clase de usuarios de manera prioritaria y establecer el orden de abastecimiento de gas natural para la atención de la demanda no esencial y demás agentes y actividades que requieren el uso de este combustible.

Que con el propósito de identificar eficazmente los proyectos necesarios para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural en el corto, mediano y largo plazo, resulta necesario identificar los elementos que debe contener el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, así como las entidades involucradas en su elaboración y adopción.

Que en las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014 - 2018 se dispone que, como parte de la estrategia de expansión y consolidación del mercado de gas combustible, "se adoptarán medidas regulatorias encaminadas a promover la expansión oportuna del sistema nacional de transporte, así como la ejecución de proyectos de confiabilidad del sistema y los sistemas de distribución, mediante el uso de mecanismos de competencia. Dichos mecanismos deberán ser aplicados por la UPME cuando su planeación indicativa lleve a identificar proyectos con carácter prioritario, y una vez se haya constatado la disposición de la demanda a contratar y pagar por dichos proyectos tras la aplicación de herramientas regulatorias definidas por la CREG".

Que en cumplimiento de lo establecido en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, el presente proyecto se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía entre el 30 de abril y el 15 de mayo de 2015 y entre el 26 de junio y el 3 de julio de 2015 para comentarios de los interesados, los cuales fueron debidamente analizados.

Que diligenciado el cuestionario a que se refiere el Artículo 2.2.2.30.5 del Decreto 1074 de 2015, se concluyó que el presente decreto no requiere concepto de la Superintendencia de Industria y Comercio en razón a que no presenta incidencia sobre la libre competencia.

DECRETA

Artículo 1o. Adicionar las siguientes definiciones al Título II del Sector de Gas, Artículo 2.2.2.1.4, del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector de Minas y Energía:

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

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

Artículo 2o. Modificar la definición de demanda esencial, contenida en el Título II del Sector de Gas, Artículo 2.2.2.1.4, del Decreto 1073 de 2015, la cual quedará así:

"Demanda Esencial: Corresponde a i) la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT, ii) la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, iii) la demanda de GNCV, y iv) la demanda de gas natural de las refinerías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del Sistema Interconectado Nacional."

Continuación del Decreto: "Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural"

Artículo 3o. El Artículo 2.2.2.2.1 del Capítulo 2 – Aseguramiento del Abastecimiento de Gas Natural del Título II del Sector de Gas, será del siguiente tenor:

"ARTÍCULO 2.2.2.2.1. *Prioridad en el abastecimiento de gas natural.* Cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, originadas en la infraestructura de suministro o de transporte, que impidan la prestación continua del servicio, los productores comercializadores, los comercializadores y los transportadores atenderán a la demanda en el siguiente orden de prioridad:

1. En primer lugar, será atendida la Demanda Esencial en el orden establecido por el artículo 2.2.2.1.4 del presente Decreto.
2. En segundo lugar, será atendida la demanda no esencial que cuente con contratos vigentes con garantía de suministro sin interrupciones establecidos en la regulación aplicable, en cualquiera de sus modalidades.

El volumen será asignado por los productores comercializadores, los comercializadores y los transportadores conforme a las condiciones de suministro pactadas contractualmente. En caso de empate deberá dársele la prioridad más alta de abastecimiento al usuario con el más alto costo de racionamiento y así sucesivamente.

3. En tercer lugar se atenderán las exportaciones pactadas en firme.

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

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

Parágrafo 2o El usuario al que se le asigne gas natural de un productor, comercializador o de un agente importador de gas con el que no tenga contrato firme no podrá nominar una cantidad de gas superior a la que requiera. En caso de que tenga excedentes tras la asignación, no podrá ofrecerlos en el mercado secundario. Lo mismo se predicará del servicio de transporte cuando se asigne a un remitente con el que un transportador no tiene contrato firme.

Parágrafo 3o. La declaratoria del periodo de Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia No Transitorias, por la ocurrencia de un evento propio del ámbito de acción de un productor, transportador o comercializador, no lo eximirá del cumplimiento de sus obligaciones contractuales, salvo que dicho suceso obedezca a un evento de fuerza mayor, caso fortuito, causa extraña o a un evento eximente de responsabilidad conforme a lo dispuesto en la regulación vigente.

Continuación del Decreto: "Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural".

Parágrafo 4o. El gas natural que se importe para soportar obligaciones de energía firme de plantas termoeléctricas estará excluido de la aplicación de este artículo, salvo que (i) el gas natural de las otras fuentes de suministro no permita cubrir totalmente la demanda de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución; y siempre y cuando, (ii) no se ponga en riesgo el suministro de gas natural con destino a las generaciones de seguridad y al cumplimiento de las obligaciones de energía firme de las plantas que soportan dichas obligaciones con la mencionada fuente.

En este evento, los excedentes del gas natural importado se destinarán prioritariamente a cubrir el faltante de los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución.

Artículo 4º. El Artículo 2.2.2.2.28 del Capítulo 2 – Aseguramiento del Abastecimiento de Gas Natural del Título II del Sector de Gas, será del siguiente tenor:

"ARTÍCULO 2.2.2.2.28. Plan de Abastecimiento de Gas Natural. 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 periodo de diez (10) años, el cual tendrá en cuenta, entre otros; la información de que tratan los artículos 2.2.2.2.19, 2.2.2.2.20 y 2.2.2.2.21 y el parágrafo 1 del artículo 2.2.2.2.37 de este Decreto, los costos de racionamiento y la información de las cantidades de gas importadas y/o exportadas. Este plan será adoptado a la brevedad y actualizado anualmente.

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

Parágrafo 2. El Ministerio de Minas y Energía establecerá los lineamientos que deberá contener el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.

Parágrafo transitorio. 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.

Artículo 5o. El Artículo 2.2.2.2.29 del Capítulo 2 – Aseguramiento del Abastecimiento de Gas Natural del Título II del Sector de Gas, será del siguiente tenor:

"ARTÍCULO 2.2.2.2.29. Inversiones del Plan de Abastecimiento de Gas Natural. La CREG deberá expedir la siguiente regulación aplicable a los proyectos incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural:

1. 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. En caso de que los primeros de los proyectos mencionados no sean desarrollados por el agente, los mismos deberán ser desarrollados como resultado de la aplicación de mecanismos abiertos y competitivos.

Continuación del Decreto: "Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural"

2. Condiciones para la aplicación de mecanismos abiertos y competitivos. En el caso de los proyectos que no sean de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento, los mecanismos abiertos y competitivos que diseñe la CREG deberán revelar la disposición de la demanda a contratar dichas expansiones tras la aplicación de los referidos mecanismos.
3. Obligaciones de los agentes que, en primera instancia, pueden desarrollar proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural como complemento de su infraestructura existente para garantizar su entrada en operación oportuna. Estas obligaciones contemplarán, entre otros, mecanismos para manifestar su interés y los mecanismos de cubrimiento y de auditoría a que haya lugar.
4. Obligaciones de los agentes a los que se les asigne la construcción y operación de los proyectos mediante mecanismos abiertos y competitivos, para garantizar su entrada en operación oportuna. Estas obligaciones contemplarán, entre otros, los mecanismos de cubrimiento y de auditoría a que haya lugar.
5. Metodologías de remuneración. En el caso de proyectos de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento, estas metodologías tendrán en cuenta el costo de racionamiento de cada uno de ellos, así como otras variables técnicas que determine la CREG en el ejercicio de sus funciones. La mencionada metodología podrá considerar la remuneración de los activos de confiabilidad mediante cargos fijos y variables.

Todos los usuarios, incluyendo los de la Demanda Esencial, deberán ser sujetos de cobro para remunerar los proyectos de confiabilidad y seguridad de abastecimiento de los que son beneficiarios. Ningún usuario deberá pagar un costo superior a su costo de racionamiento.

Parágrafo. La UPME será responsable de la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos a los que se refiere este artículo.

Artículo 6o. Modifíquese el Parágrafo 1 del artículo 2.2.2.37 del Decreto 1073 de 2015, el cual quedará así:

"Parágrafo 1. El Ministerio de Minas y Energía limitará la libre disposición del gas para efectos de exportación a los productores, los productores-comercializadores y a los agentes exportadores cuando se pueda ver comprometido el abastecimiento de la demanda nacional de gas combustible para consumo interno, de acuerdo con la metodología que para el efecto expedirá mediante resolución. Para este efecto tendrá en cuenta, entre otros aspectos, la producción nacional, el comportamiento de la demanda, las exportaciones y las importaciones de gas."

Artículo 7o. Adicionar al Capítulo 2 – Aseguramiento del Abastecimiento de Gas Natural, Título II del Sector de Gas, los siguientes artículos:

ARTÍCULO 2.2.2.43. *Cálculo de los costos de racionamiento.* Únicamente para fines estadísticos y de planeación del sector, la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, establecerá los costos de racionamiento, los cuales se calcularán por clase de usuario y varios periodos de duración. Estos cálculos se actualizarán anualmente y se mantendrán publicados en la página web de la mencionada entidad.

ARTÍCULO 2.2.2.44. *Transparencia.* La CREG expedirá la reglamentación necesaria para que la información de los abastecimientos de gas natural y de seguridad

Continuación del Decreto: "Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015; con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural"

de transporte a las que se refieren los parágrafos 1 y 2 del artículo 2.2.2.2.43 de este Decreto se hagan públicas, de manera oportuna.

Artículo 8o. Vigencias y derogatorias. El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial, modifica parcialmente el artículo 2.2.2.1.4., modifica los artículos 2.2.2.2.1., 2.2.2.2.28, 2.2.2.2.29, el parágrafo 1 del artículo 2.2.2.2.37 y deroga los artículos 2.2.2.2.2. y 2.2.2.2.3. del Decreto 1073 de 2015.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE
Dado en Bogotá, D. C.,

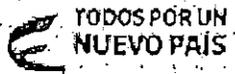
3 DIC 2015

TOMÁS GONZÁLEZ ESTRADA
Ministro de Minas y Energía

PRUEBA DOCUMENTAL No. 4

Copia de la Resolución 40052 de 2016 del Ministerio de Minas y Energía, que también puede ser encontrado en la página web de la entidad o en la siguiente dirección URL:

http://servicios.minminas.gov.co/compilacionnormativa/docs/resolucion_minminas_40052_2016.htm



RESOLUCIÓN 40052 DE 2016
(enero 18)

Diario Oficial No. 49.761 de 20 de enero de 2016

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Por la cual se desarrolla el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el artículo 4o del Decreto 2345 de 2015 en relación con el plan de abastecimiento de gas natural, y se dictan otras disposiciones.

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA,

en ejercicio de sus facultades legales y reglamentarias, en especial las que le confieren los numerales 3 y 4 del artículo 5o del Decreto 381 de 2012, y

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo previsto en los artículos 1o, 2o y 4o de la Ley 142 de 1994, la distribución de gas combustible y sus actividades complementarias constituyen servicios públicos esenciales y el Estado intervendrá en los mismos a fin de, entre otros, garantizar la calidad del bien y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua, ininterrumpida y eficiente.

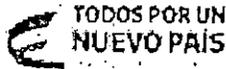
Que mediante el Decreto 2345 de 2015 se expidieron medidas de política pública para asegurar el abastecimiento de gas natural en el país.

Que el artículo 4o del mencionado Decreto modificó el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, y estableció que: "con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural el Ministerio de Minas y Energía adoptará un Plan de Abastecimiento de Gas Natural para un período de diez (10) años, el cual tendrá en cuenta, entre otros, la información de que tratan los artículos 2.2.2.2.19, 2.2.2.2.20 y 2.2.2.2.21 y el parágrafo 1o del artículo 2.2.2.2.37" del Decreto 1073 de 2015 mencionado.

Que de conformidad con lo establecido en el parágrafo 2o del artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, es necesario establecer los lineamientos que deberá contener el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.

Que teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 3o del Decreto 1258 de 2013, la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, tendrá por objeto planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos; producir y divulgar la información requerida para la formulación de política y toma de decisiones; y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas.

Que el numeral 5 del artículo 4o del citado decreto señala que corresponde a la Unidad de Planeación Minero Energética, (UPME): "Desarrollar análisis económicos de las principales variables sectoriales, evaluar el comportamiento e incidencia del sector minero y energético en la economía del país y proponer indicadores para hacer seguimiento al desempeño de estos sectores lo cual servirá de insumo para la formulación de la política y evaluación del sector".



Que el artículo 2.2.2.2.44 del Decreto 1073 de 2014, el cual fue adicionado por el artículo 7o del Decreto 2345 de 2015 estableció que "la CREG expedirá la reglamentación necesaria para que la información de las asignaciones de gas natural y de capacidad de transporte a las que se refieren los parágrafos 1o y 2o del artículo 2.2.2.2.43 de este decreto se hagan públicas, de manera oportuna". Sin embargo el artículo 2.2.2.2.43 allí mencionado no contiene parágrafo alguno.

Que las asignaciones de gas natural y de transporte que se mencionan en el artículo 2.2.2.2.44 transcrito son las establecidas en el artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015, el cual fue modificado por el artículo 3o del Decreto 2345 de 2015.

Que en cumplimiento de lo establecido en el numeral 8 del artículo 8o de la Ley 1437 de 2011, la parte sustancial de este proyecto se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía entre el 30 de diciembre de 2015 y el 8 de enero de 2016 para que los interesados presentaran observaciones respecto de su contenido.

Que diligenciado el cuestionario a que se refiere el artículo 2.2.2.30.5 del Decreto 1074 de 2015, se concluyó que la presente resolución no requiere concepto de la Superintendencia de Industria y Comercio en razón a que no presenta incidencia sobre la libre competencia.

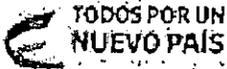
RESUELVE:

ARTÍCULO 1o. ESTUDIO TÉCNICO PARA EL PLAN DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL. 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). Este estudio contendrá, al menos, los siguientes elementos:

- i) Descripción de los proyectos recomendados a ser incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.
- ii) Identificación de los beneficiarios de cada proyecto.
- iii) Análisis de costo-beneficio que soportan las recomendaciones mencionadas. Estos análisis de costo-beneficio deben considerar, entre otros, las fuentes de importación, los riesgos de desabastecimiento de cada una de ellas, y otros riesgos relevantes para los análisis.
- iv) Indicadores y metas cuantitativas de abastecimiento y confiabilidad del servicio.
- v) Horizonte de planeamiento no inferior a diez (10) años.

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.

Adicionalmente, en el estudio técnico se tendrán en cuenta las obras con un beneficio superior a su costo, que sean requeridas para incorporar oportunamente volúmenes adicionales de gas natural al Sistema Nacional de Transporte (SNT), o a los sistemas aislados. Para el efecto se deberán tener en cuenta todas las fuentes de suministro, sean estas nuevas o existentes. Asimismo, se incorporarán criterios de seguridad energética en relación con el nivel de dependencia de las importaciones.



PARÁGRAFO. En la evaluación de los beneficios y los costos de los nuevos proyectos la UPME solamente tendrá en cuenta la infraestructura existente y los proyectos asociados al SNT o a los sistemas aislados que estén por iniciar ejecución, así como los que estén en ejecución.

Se entenderá que un proyecto está por iniciar ejecución cuando su ejecutor declare que el mismo tiene viabilidad técnica y financiera. Asimismo, se entenderá que un proyecto está en ejecución cuando su ejecutor dispone de los permisos ambientales requeridos y ha iniciado la obra física correspondiente.

En los dos casos señalados en el inciso anterior, la UPME sólo considerará aquellos proyectos para los que existan compromisos comerciales que cumplan con los requisitos que disponga la CREG para garantizar el inicio oportuno de su ejecución y su entrada oportuna en operación, de conformidad con el numeral 3 del artículo 2.2.2.2.29 del Decreto 1073 de 2015.

Los proyectos a los que se refiere el presente párrafo deberán ser reportados a la UPME en las condiciones que esta establezca. El listado y características de estos proyectos se incluirán en el estudio técnico.

ARTÍCULO 2o. PLAN TRANSITORIO DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL. En desarrollo del párrafo transitorio del artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, la UPME deberá presentar al Ministerio de Minas y Energía un estudio técnico con los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural en el corto plazo. Lo anterior deberá realizarlo dentro de los tres (3) meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución. Este estudio contendrá los elementos establecidos en los numerales i) al v) del artículo 1o de la presente resolución.

La CREG, en el marco de sus competencias y dentro de los seis (6) meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, deberá regular lo establecido en los numerales 3, 4 y 5 del artículo 2.2.2.2.29 del Decreto 1073 de 2015, en relación con los proyectos de que trate el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural.

PARÁGRAFO. Entiéndase por corto plazo el periodo de cinco (5) años, contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución.

ARTÍCULO 3o. INFORMACIÓN. Los Agentes, entendidos estos en los términos del artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, entregarán a la UPME la información necesaria para realizar el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, incluyendo el transitorio, de acuerdo con los formatos y fechas que para tal fin defina esa entidad.

ARTÍCULO 4o. VIGENCIAS Y DEROGATORIAS. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial*.

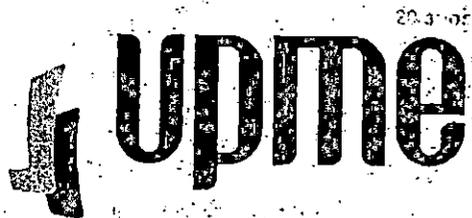
Publíquese y cúmplase:
Dada en Bogotá, D. C., a 18 enero de 2016.

El Ministro de Minas y Energía,
TOMÁS GONZÁLEZ ESTRADA.

PRUEBA DOCUMENTAL No. 5

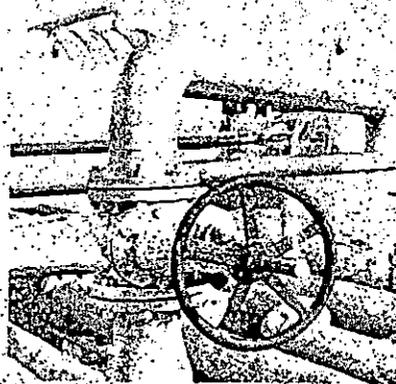
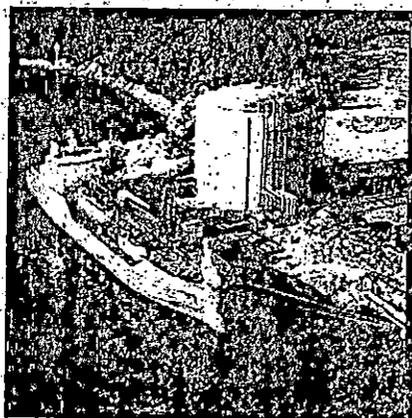
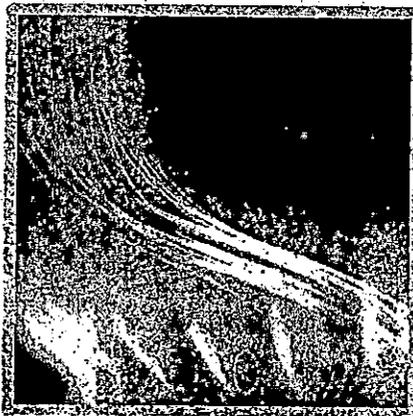
Copia de las páginas 91 y 93 del Plan Transitorio de Abastecimiento Gas Natural, versión noviembre de 2016, documento que puede encontrarse íntegramente en la siguiente dirección URL:

http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_Transitorio_Abastecimiento_Gas_Natural.pdf



PLAN TRANSITORIO DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

Versión Noviembre de 2016.



REPUBLICA DE COLOMBIA
Ministerio de Minas y Energía



Jorge Alberto Valencia Marín
DIRECTOR GENERAL

SUBDIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

SUBDIRECCIÓN DE DEMANDA

SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Bogotá D.C. – Colombia

Noviembre de 2016



Tabla de contenido

Lista de gráficas	5
Lista de Tablas	9
INTRODUCCIÓN	11
1 Marco DE POLITICA Y REGULATORIO	13
1.1 Marco de política del Plan Abastecimiento de Gas Natural	13
1.2 Regulación	15
2 CONTEXTO INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL	19
2.1 Coyuntura actual	19
2.2 Prospectiva económica mundial	20
2.3 Prospectiva energética global	23
2.4 Prospectiva global del gas natural	24
2.4.1 Reservas y producción	24
2.4.2 Consumo de gas natural	29
2.4.3 Balance oferta - demanda	31
2.5 Mercado del Gas Natural Licuado	35
2.5.1 Actividad de Transporte	36
2.5.2 Actividad de regasificación	36
3 Oferta de Gas Natural	38
3.1 Reservas de gas natural	38
3.2 Oferta de gas natural	40
3.3 Declaración de producción de gas natural	41
3.4 Escenarios de oferta de gas natural	48
3.4.1 Sistema Nacional Interconectado	51
3.4.2 Área Yopal	52
3.4.3 Área Cúcuta	53
3.5 Escenarios de incorporación de reservas de gas natural	53
4 Escenarios de Demanda de Gas Natural	59
4.1 Marco de Referencia	59
4.2 Consumo de gas natural	60
4.3 Elasticidad precio - demanda	64
4.4 Estimación de demanda de gas natural	65
4.5 Proyección demanda gas natural nacional	87
5 Balance de gas natural	91
5.1 Balances combinando todos los escenarios (2016-23)	91
5.2 Balance regional con escenario de referencia (2016-2035)	94

5.3	Balance en zonas aisladas - Escenario de Referencia	97
5.4	Balance con escenario alternativo de demanda	99
6	<i>Proyección de Precios de Gas Natural</i>	102
6.1	Proyección de precios internacionales	105
6.2	Estimación de precios de gas natural CIF Colombia	107
6.3	Supuestos y metodología de proyección de precios nodales	112
6.4	Resultados de la proyección de precios nacionales de producción de gas natural	113
7	<i>Transporte gas natural</i>	116
7.1	Distribución nodal de la oferta	116
7.2	Distribución nodal de la demanda	117
7.3	Descripción del sistema de transporte y del modelo utilizado	121
7.4	Resultados del modelo de transporte de gas natural	123
8	<i>Confiabilidad</i>	145
8.1	Metodología	145
8.2	Obras propuestas para aumento de la confiabilidad del sistema	151
9	<i>EVALUACIÓN ECONÓMICA DE INFRAESTRUCTURA</i>	161
9.1	Función de costos de construcción de gasoductos	161
9.2	Función de costos de compresión	165
9.3	Costos de racionamiento	165
9.3.1	Costos de Interrupción	166
9.3.2	Curva de costos de interrupción y de racionamiento a nivel nacional	166
9.3.3	Costos de racionamiento regional y sectorial	167
9.4	Evaluación económica para los nuevos proyectos de infraestructura	169
9.4.1	Planta de regasificación en Buenaventura	169
9.4.2	Abastecimiento de Cúcuta	173
9.4.3	Gasoducto Mariquita-Gualanday	174
9.5	Resumen de obras de infraestructura	175
10	<i>IMPLICACIONES AMBIENTALES DE LOS PROYECTOS PROPUESTOS</i>	177
10.1	Variables presentadas	177
10.2	Proyectos considerados	177
10.2.1	Gasoducto Jobo – Medellín – Mariquita – Bogotá D.C.	178
10.2.2	Gasoducto Gibraltar – Cúcuta	183
10.2.3	Gasoducto Buenaventura - Cali	186



LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 2-1: Comparación de proyecciones de corto plazo de precios de petróleo.....	20
Gráfica 2-2: Proyección de crecimiento del PIB en el mundo.....	22
Gráfica 2-3: Evolución de reservas probadas mundiales de gas natural 2015.....	25
Gráfica 2-4: Distribución de reservas probadas mundiales de gas natural 2015 [TPC].....	26
Gráfica 2-5: Evolución de la producción mundial de gas natural.....	27
Gráfica 2-6: Distribución de producción mundial de gas natural 2015 [TPC].....	28
Gráfica 2-7: Evolución mundial de la relación reservas/producción de gas natural.....	29
Gráfica 2-8: Evolución del consumo de gas natural en el mundo.....	30
Gráfica 2-9: Distribución del consumo mundial de gas natural año 2015 [TPC].....	30
Gráfica 2-10: Proyección del balance regional oferta – demanda de gas natural.....	31
Gráfica 2-11: Flujos de gas natural en el año 2014 [Giga metros cúbicos].....	32
Gráfica 3-1: Evolución histórica de las reservas gas natural en Colombia.....	38
Gráfica 3-2: Proyección de las reservas de gas natural.....	39
Gráfica 3-3: Producción histórica de gas natural, principales campos.....	40
Gráfica 3-4: Composición declaración de producción 2016-2025.....	42
Gráfica 3-5: Composición Declaración de Producción Ecopetrol 2016-2025.....	43
Gráfica 3-6: Declaración de Producción de gas natural, Resolución MME 31132 de 2016.....	44
Gráfica 3-7: Declaración de producción por cuenca 2016-2025.....	45
Gráfica 3-8: Comparación declaraciones de producción de gas natural 2013-2016.....	47
Gráfica 3-9: Producción de reservas y declaración de producción 2016.....	49
Gráfica 3-10: Cantidades importadas desde Venezuela disponibles para la venta.....	50
Gráfica 3-11 Escenarios de oferta de gas natural.....	51
Gráfica 3-12: Oferta gas natural, área Yopal.....	52
Gráfica 3-13: Oferta de gas natural, área Cúcuta.....	53
Gráfica 3-14 Escenarios de incorporación de reserva de gas natural en Colombia.....	56
Gráfica 3-15 Perfiles de producción de gas natural.....	57
Gráfica 4-1 Crecimiento anual histórico y proyectado del PIB e IPC.....	59
Gráfica 4-2 Proyección de crecimiento de la población.....	60
Gráfica 4-3 Crecimiento medio anual del consumo de gas natural, 2009-15.....	61
Gráfica 4-4 Consumo histórico de gas natural.....	62
Gráfica 4-5 Generación de electricidad por fuente.....	64
Gráfica 4-6 Crecimiento del número de hogares con servicio de gas natural.....	68



Gráfica 4-7: Escenarios de demanda nacional de gas natural sector residencial.....	69
Gráfica 4-8: Proyección regional de demanda de gas natural sector residencial, escenario medio.....	69
Gráfica 4-9: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector comercial.....	70
Gráfica 4-10 Proyección regional de demanda de gas natural sector comercial, escenario medio.....	71
Gráfica 4-11 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector petroquímico	72
Gráfica 4-12 Proyección regional de demanda de gas natural sector petroquímico, escenario medio.....	72
Gráfica 4-13: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector industrial.....	74
Gráfica 4-14: Proyección regional de demanda de gas natural sector industrial, escenario medio.....	74
Gráfica 4-15: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector vehicular.....	76
Gráfica 4-16: Proyección regional de demanda de gas natural sector transporte vehicular	76
Gráfica 4-17 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector termoeléctrico ..	81
Gráfica 4-18 Proyección regional de demanda de gas natural sector termoeléctrico, escenario base.....	82
Gráfica 4-19 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector termoeléctrico....	82
Gráfica 4-20 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector Petrolero	86
Gráfica 4-21 Proyección regional de demanda de gas natural sector petrolero, escenario medio.....	86
Gráfica 4-22 Proyección regional de demanda de gas natural sector petrolero, escenario medio.....	87
Gráfica 4-23 Proyección regional de demanda de gas natural, escenario medio.....	88
Gráfica 4-24 Proyección sectorial de demanda de gas natural, escenario medio	89
Gráfica 4-25: Escenarios de demanda nacional de gas natural	90
Gráfica 5-1 Balance nacional de gas natural combinando los diferentes escenarios.....	92
Gráfica 5-2 Balance nacional de gas natural combinando los diferentes escenarios.....	93
Gráfica 5-3 Balance nacional S.N.I. Escenario de Referencia	95
Gráfica 5-4 Balance Costa Atlántica, Escenario de Referencia	96
Gráfica 5-5 Balance Interior, Escenario de Referencia	97
Gráfica 5-6 Balance gas natural área de Cúcuta	98
Gráfica 5-7 Balance gas natural área de Yopal	99
Gráfica 6-1 Negociaciones bilaterales Guajira, Cusiana y Promedio Nacional	103
Gráfica 6-2 Contratación por Sector de Consumo	104
Gráfica 6-3 Proyección de precios internacionales del gas natural.....	107



Gráfica 6-4: Posibles rutas marítimas de plantas de licuefacción a nivel mundial al puerto de Cartagena 108

Gráfica 6-5 Precio FOB Trinidad y Tobago (Histórico)..... 109

Gráfica 6-6 Precio CIF Colombia – Trinidad y Tobago 110

Gráfica 6-7 Proyección de precios de gas natural 110

Gráfica 6-8 Ejemplo para la metodología de proyección de precios nodales..... 113

Gráfica 6-9 Proyección de precios de producción nacional de gas natural..... 115

Gráfica 7-1 Modelo geográfico de análisis nodal del sistema de transporte de gas natural 118

Gráfica 7-2 Estimación de déficit en los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural. 124

Gráfica 7-3: Proyección de flujo en el tramo Jobo-Sahagún (Córdoba) 125

Gráfica 7-4 Proyección de flujo en el tramo Sincelejo – Cartagena 126

Gráfica 7-5 Requerimientos de infraestructura en el gasoducto Jobo – Cartagena 127

Gráfica 7-6 Proyección de flujo en el tramo Cartagena – Barranquilla..... 128

Gráfica 7-7 Proyección de flujo en el tramo Barranquilla-Ciénaga (Magdalena) 129

Gráfica 7-8: Requerimientos de infraestructura en el gasoducto Ballena – Cartagena 130

Gráfica 7-9: Requerimientos en los gasoductos La Belleza – Vasconia y El Porvenir-Apiay ¡Error! Marcador no definido.

Gráfica 7-10 Flujo en los gasoductos El Porvenir – La Belleza y La Belleza – Vasconia ... ¡Error! Marcador no definido.

Gráfica 7-11 Proyección de flujo y capacidad de transporte tramo El Porvenir – Apiay 134

Gráfica 7-12 Proyección de flujo y capacidad de transporte tramo Mariquita – Gualanday..... 135

Gráfica 7-13: Requerimientos de infraestructura en el gasoducto Mariquita – Ibagué 136

Gráfica 7-14: Requerimientos de infraestructura de los gasoductos Buenaventura-Yumbo y Yumbo-Mariquita 137

Gráfica 7-15: Proyección de flujo de gas natural entre Buenaventura y Yumbo 138

Gráfica 7-16 Proyección de flujo de gas natural entre Yumbo y Cerrito 139

Gráfica 7-17 Proyección de flujo de gas natural entre Ballena y Barrancabermeja 140

Gráfica 7-18 Requerimientos de infraestructura del gasoducto Ballena - Barrancabermeja ... 141

Gráfica 7-19 Proyección de flujo de gas natural entre Sebastopol y Medellín..... 142

Gráfica 7-20: Requerimientos de infraestructura del gasoducto Sebastopol – Medellín 143

Gráfica 8-1 Anomalías de temperatura en el Océano Pacífico 148

Gráfica 8-2 Disponibilidad histórica y por cruces subfluviales de los elementos..... 149

Gráfica 8-3: Flujo comprometido en tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, marzo de 2022 [MPCD]..... 150



Gráfica 8-4. Comparación del valor esperado de la demanda no abastecida para las dos propuestas de plantas de regasificación..... 152

Gráfica 8-5 Comparación de flujos en tramo Ballena-Barrancabermeja para las dos propuestas de plantas de regasificación 153

Gráfica 8-6 Comparación de flujos en el tramo TermoSierra-Vasconia para las dos propuestas de plantas de regasificación 154

Gráfica 8-7: Comparación de los flujos en el tramo Barranquilla-Cartagena para las dos propuestas de plantas de regasificación..... 155

Gráfica 8-8: Comparación de los flujos en el tramo Santa Marta-Barranquilla para las dos propuestas de plantas de regasificación..... 156

Gráfica 8-9: Flujo comprometido en los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, con segunda etapa de regasificación en Cartagena, marzo de 2025-[MPCD]. 157

Gráfica 8-10 Flujo comprometido en los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, con planta de regasificación en Buenaventura, marzo de 2025 [MPCD]. 158

Gráfica 8-11. Comparación de volumen máximo no abastecido para las alternativas de ubicación de una planta de regasificación en el año 2023..... ¡Error! Marcador no definido.

Gráfica 8-12. Ampliación NorOriente y gasoductos NorOccidente propuestos. 160

Gráfica 8-13 Flujo comprometido en tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, con ampliación NorOriente, marzo de 2025 [MPCD]. ¡Error! Marcador no definido.

Gráfica 8-14 Flujo comprometido en los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, con ampliación Gasoducto NorOccidente, marzo de 2025 [MPCD]. ¡Error! Marcador no definido.

Gráfica 8-15 Características técnicas operativas del gasoducto NorOccidente ¡Error! Marcador no definido.

Gráfica 8-16 Comparación de los flujos tramo Cartagena-Barranquilla con Gasoducto NorOccidente y ampliación NorOriente ¡Error! Marcador no definido.

Gráfica 8-17 Comparación de flujos tramo Barranquilla-Ciénaga con gasoducto NorOccidente y ampliación NorOriente..... ¡Error! Marcador no definido.

Gráfica 8-18 Comparación de flujos tramo Ballena-Barrancabermeja con gasoducto NorOccidente y ampliación NorOriente ¡Error! Marcador no definido.

Gráfica 8-19 Comparación de los flujos en los tramos de la propuesta de Gasoducto NorOccidente ¡Error! Marcador no definido.

Gráfica 8-20 Comparación del valor esperado de la demanda no abastecida para las dos propuestas de infraestructura de transporte ¡Error! Marcador no definido.

Gráfica 9-1. Perfiles topográficos de algunos gasoductos considerados 162

Gráfica 9-2. Costos de construcción de gasoductos en función de su diámetro y topografía del terreno, para una longitud de 100 km 164

Gráfica 9-3: Costos de Compresión..... 165

Gráfica 9-4 Componentes del costo de racionamiento 167



Gráfica 9-5 Proyección del costo de racionamiento promedio a nivel nacional. [Precios de DiC de 2015]..... 168

Gráfica 10-1: Gasoducto Jobo a Bogotá D.C. – Mapa político..... 178

Gráfica 10-2: Gasoducto Jobo a Bogotá D.C. – Variables bióticas..... 180

Gráfica 10-3: Gasoducto Jobo a Bogotá D.C. – Variables físicas..... 181

Gráfica 10-4: Gasoducto Jobo a Bogotá D.C. – Variables sociales..... 182

Gráfica 10-5: Gasoducto Gibraltar a Cúcuta – Mapa político..... 183

Gráfica 10-6: Gasoducto Gibraltar a Cúcuta – Variables bióticas..... 184

Gráfica 10-7: Gasoducto Gibraltar a Cúcuta – Variables físicas..... 185

Gráfica 10-8: Gasoducto Gibraltar a Cúcuta – Variables sociales..... 186

Gráfica 10-9: Gasoducto Buenaventura a Yumbo – Mapa político..... 187

Gráfica 10-10: Gasoducto Buenaventura a Yumbo – Variables bióticas..... 188

Gráfica 10-11: Gasoducto Buenaventura a Yumbo – Variables físicas..... 189

Gráfica 10-12: Gasoducto Buenaventura a Yumbo – Variables sociales..... 190

LISTA DE TÁBLAS

Tabla 1-1: Principales resoluciones de gas natural..... 16

Tabla 2-1: Evolución económica regional..... 20

Tabla 2-2: Evolución de las principales economías del mundo..... 21

Tabla 2-3: Proyección del consumo energético mundial según fuentes..... 23

Tabla 2-4: Proyección del consumo energético mundial según regiones..... 23

Tabla 2-5: Comercio internacional de gas natural licuado, año 2014..... 33

Tabla 2-6: Comercio internacional de gas natural vía gasoducto, año 2014..... 34

Tabla 2-7: Capacidad internacional de licuefacción de gas natural, año 2014-2015..... 35

Tabla 2-8 : Capacidad internacional de regasificación de gas natural, año 2013..... 37

Tabla 3-1: Distribución de los campos de producción según cuencas..... 43

Tabla 3-2 Mayores productores de gas natural, de acuerdo a la Declaración de Producción de Gas Natural año 2016..... 46

Tabla 4-1 Consumo regional de gas natural, año 2015..... 62

Tabla 7-1: Distribución nodal de la oferta de gas natural (promedio año 2015)..... 117

Tabla 7-2: Distribución nodal de la demanda de gas natural (promedio año 2015)..... 118



Tabla 7-3 Características de los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, julio de 2014..... 122

Tabla 8-1 Indisponibilidades de los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla 9-1. Proyectos considerados para estimación de costos de construcción de gasoductos..... 161

Tabla 9-2. Valores utilizados para estimar la función de costos de construcción de gasoductos 164

Tabla 9-3. Magnitudes utilizadas de costos de racionamiento a nivel regional y sectorial 168

Tabla 9-4. Comparación del valor del racionamiento asociado a las alternativas de construcción de la planta de regasificación en Cartagena (2) y Buenaventura 170

Tabla 9-5 Costos asociados de infraestructura para las alternativas de construcción de la planta de regasificación en Cartagena (2) y Buenaventura 171

Tabla 9-6. Comparación del valor del racionamiento asociado a las alternativas de las ampliaciones por el NorOriente y el Gasoducto NorOccidente ... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla 9-7. Costos asociados de infraestructura para las alternativas de ampliaciones por el NorOriente y el Gasoducto NorOccidente..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla 9-8. Comparación de costos de racionamiento asociados y ampliación de infraestructura tramo Mariquita – Gualanday 175

Tabla 9-9 Comparación de costos de infraestructura con viabilidad financiera..... 176

Tabla 10-1: Corporaciones Autónomas Regionales en el área de análisis del proyecto Jobo - Bogotá D.C..... 179

Tabla 10-2: Corporaciones Autónomas Regionales en el área de análisis del proyecto Gibraltar – Cúcuta..... 184

Tabla 10-3: Corporaciones Autónomas Regionales en el área de análisis del proyecto Buenaventura - Yumbo..... 187

5 BALANCE DE GAS NATURAL

Con el propósito de garantizar la continuidad del abastecimiento y atender las demandas previstas en los escenarios más probables, se plantean distintos escenarios, tanto de oferta como de demanda, con el propósito de llegar a un diagnóstico respecto a la situación actual y futura de abastecimiento, pues es claro que el abastecimiento de gas natural podría tornarse crítico bajo algunos escenarios.

Como se mencionó en los capítulos de oferta y demanda, se consideraron distintas hipótesis para cada uno de los escenarios planteados, ello por cuanto es necesario tener en cuenta que la oferta puede provenir de diferentes localizaciones, lo que obviamente afecta requerimientos de infraestructura y de confiabilidad futura del sistema integrado de abastecimiento.

Debe recordarse que los escenarios de oferta son el resultado de la declaración de las reservas disponibles por parte de los productores al Ministerio de Minas y Energía efectuada en marzo de 2016. Los escenarios de demanda corresponden a un análisis de la UPME con la información más reciente de todas las variables económicas, técnicas y de precios.

5.1 Balances combinando todos los escenarios (2016-23)

En este numeral se analizan solo los escenarios de oferta y demanda de gas natural, sin considerar el sistema de transporte, a fin de determinar posibles déficits de suministro y estimar la magnitud de los mismos, los cuales pueden ser cubiertos mediante oferta importada, cuando la oferta nacional resulte insuficiente.

Es posible que la insuficiencia pueda provenir de dificultades en el mercado en términos de asignaciones de cantidades a usuarios que no requerirán el gas contratado, mientras que otros pueden no hallar cantidades disponibles para su contratación. Igualmente, la insuficiencia de oferta puede estar originada en una imposibilidad real de producir el gas demandado en el tiempo oportuno. Mientras que el primer tipo de restricción es manejable mediante mecanismos regulatorios, el segundo tipo no sólo requiere de dicha regulación, sino que puede depender de factores geológicos cuya incertidumbre es necesario considerar.

Así, la finalidad de este análisis es la determinación del grado de desabastecimiento en términos físicos, sin tener en cuenta factores comerciales, contractuales o de infraestructura que están presentes en el mercado, que condicionen el análisis aquí presentado.

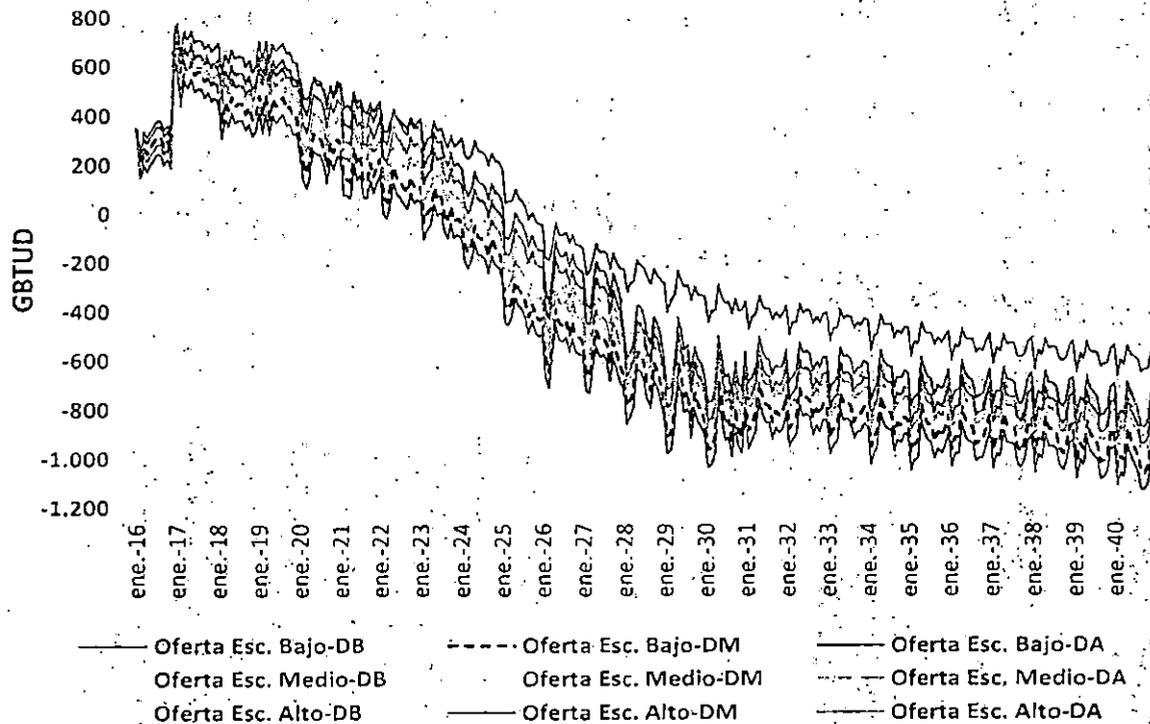
La situación del corto-mediano plazo es sin duda la más crítica, dado que es la que ofrece una mayor certidumbre de resultados, al tiempo que presenta los menores plazos para la toma de decisiones, particularmente de inversión.

Una de las principales dificultades para abordar la cuantificación del déficit de abastecimiento nacional de gas natural, hace referencia a la multiplicidad de escenarios que se deben considerar, tanto desde el punto de vista de la oferta como de la demanda, los cuales deben plantear diferentes situaciones de futuros posibles, como se aprecia en la Gráfica 5-1, la cual muestra la comparación de hipótesis de oferta y demanda.



estar cercano a los 850 GBTUD, resultado de utilizar un promedio simple de todas las combinaciones realizadas. Sin embargo, mayor precisión se tendrá una vez sea evaluada la disponibilidad de redes para la movilización del gas, lo que verdaderamente permitirá establecer los requerimientos de oferta.

Gráfica 5-2. Balance nacional de gas natural combinando los diferentes escenarios



Fuente: MME, UPME y empresas del sector

A la fecha, con la información disponible y en particular la relativa a los posibles hallazgos recientes en la Costa Caribe (Guajira y Sinú Costá afuera), se considera que no sería posible contar oportunamente con este recurso.

Por todo lo anterior, se asume que el país debe disponer de una segunda entrada de gas natural importado, que por razones de confiabilidad y económicas que se analizan más adelante, se estima que debe ser construida en el puerto de Buenaventura o área aledaña (ver numerales 8.2.1 y 9.4.1). Se considera en adelante, que tal terminal tendría mínimo una capacidad de regasificación de 400 MPCD y una capacidad de almacenamiento de 151,000 m³ de GNL.

En consecuencia y para todos los análisis, el escenario de referencia incluye, además del suministro de terminal de regasificación de Cartagena desde enero de 2016²⁰, un aporte adicional de segundo terminal de igual capacidad en Buenaventura desde enero de 2023 desde el punto

²⁰ Si bien en la declaración de producción se registró capacidad de importación de 400 MPCD hasta diciembre de 2024, considerando las necesidades del sector, para el escenario de referencia se asumió que esta capacidad se mantiene en todo el horizonte de análisis.

PRUEBA DOCUMENTAL No. 6

Copia de la Resolución 40006 del 4 de enero de 2017 “Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural”, que también puede encontrarse en la siguiente dirección URL:

<https://www.minminas.gov.co/documents/10180/23517/37343-Resoluci%C3%B3n-40006-4Enc2017.pdf>

República de Colombia



Justicia y Orden

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

RESOLUCIÓN NÚMERO 4000 DE

(475217)

Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGIA

En uso de sus atribuciones legales, en especial las que le confiere el parágrafo transitorio del artículo 2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, y

CONSIDERANDO:

Que de acuerdo con el artículo 365 del capítulo 5 de la Constitución Política de Colombia, los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es su deber asegurar la prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

Que de conformidad con lo previsto en los artículos 1, 2 y 4 de la Ley 142 de 1994, la distribución de gas combustible y sus actividades complementarias constituyen servicios públicos esenciales y el Estado intervendrá en los mismos a fin de, entre otros, garantizar la calidad del bien y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua, ininterrumpida y eficiente.

Que mediante el Decreto 2345 de 2015 se adicionó el Decreto 1073 de 2015, en relación con los lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural en el país.

Que el artículo 4 del mencionado Decreto modificó el artículo 2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, y estableció 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 periodo de diez (10) años, el cual tendrá en cuenta, entre otros, la información de que tratan los artículos 2.2.2.19, 2.2.2.20 y 2.2.2.21 y el parágrafo 1 del artículo 2.2.2.37 de este Decreto.

Que el parágrafo transitorio del artículo 2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015 estableció que 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.

Que teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 3 del Decreto 1258 de 2013, la Unidad de Planeación Minero Energética: UPME, tendrá por objeto planear de forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos; producir y divulgar la información requerida para la formulación de política y toma de decisiones; y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas.

Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural"

Que el numeral 5 del artículo 4 del Decreto 1258 de 2013 señala que corresponde a la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, "Desarrollar análisis económicos de las principales variables sectoriales, evaluar el comportamiento e incidencia del sector minero y energético en la economía del país y proponer indicadores para hacer seguimiento al desempeño de estos sectores lo cual servirá de insumo para la formulación de la política y evaluación del sector".

Que mediante Resolución 4 0052 de 2016 el Ministerio de Minas y Energía estableció los criterios a considerarse para la elaboración del Plan de Abastecimiento de Gas Natural por parte de la UPME.

Que la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, elaboró el "Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural" el cual fue publicado para consulta pública en la página web de la mencionada Unidad en abril, junio y noviembre de 2016.

Que mediante radicado 2016080095 del 28 de noviembre de 2016 la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, puso a consideración del Ministerio de Minas y Energía el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural – 2016 – que incluye el estudio técnico con los proyectos necesarios para garantizar la seguridad y confiabilidad del servicio en los próximos cinco años.

Que el mencionado estudio técnico incluye los proyectos en ejecución, los proyectos recomendados para adopción en el Plan Transitorio de Abastecimiento y así mismo presenta los proyectos que se encuentran en estudio por parte de la Unidad, entre ellos, el Gasoducto Jobo – Medellín – Mariquita – Bogotá y el Gasoducto Gibraltar – Cúcuta

Que con base en la mencionada información técnica, es necesario adoptar el plan transitorio de abastecimiento de gas natural con el fin de dar inicio a la convocatoria y asignación que permita llevar a cabo las obras para garantizar la seguridad del abastecimiento y confiabilidad de este recurso natural no renovable en el corto plazo.

Que en cumplimiento de lo establecido en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, el proyecto de resolución objeto del presente acto administrativo se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía entre el 28 y 30 de diciembre de 2016 para que los interesados presentaran observaciones respecto de su contenido las cuales fueron debidamente analizadas y consideradas para la expedición del presente acto administrativo.

Que diligenciado el cuestionario a que se refiere el artículo 2.2.2.30.5 del Decreto 1074 de 2015, se concluyó que la presente resolución no requiere concepto de la Superintendencia de Industria y Comercio en razón a que no presenta incidencia sobre la libre competencia.

Que por lo anterior,

RESUELVE

Artículo 1. Adoptar el "Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural" elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME y que presenta las siguientes obras:

i. Construcción Planta de Regasificación del Pacífico

- Construcción de la planta de regasificación de 400 MPCD con una capacidad de almacenamiento de 170.000 m³ de gas natural licuado, GNL, en el municipio de Buenaventura, Valle del Cauca.
- Fecha de entrada en operación: enero de 2021.

Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural"

- Construcción de un gasoducto de 30" con capacidad de 450 MPCD y longitud aproximada de 102 km.
- Fecha de entrada en operación: enero de 2021.

iii. Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita

- Adecuación de las facilidades para habilitar la bidireccionalidad en el gasoducto Yumbo - Mariquita mediante la disposición de cuatro (4) estaciones nuevas de compresión (El Cerrito, Tuluá, Zarzal y Manizales) y el aumento de potencia de la estación Padua para una potencial máxima total de compresión de 40.000 hp.
- Fecha de entrada en operación: enero de 2021.

iv. Construcción Loop 10", Mariquita - Gualanday

- Construcción de Loop de 10" en el ducto Mariquita - Gualanday con una longitud aproximada de 150 km.
- Fecha de entrada en operación: enero de 2020.

v. Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena

- Adecuación de las facilidades del sistema para habilitar la bidireccionalidad en el gasoducto Barrancabermeja - Ballena y su interconexión con el gasoducto Ballena - Cartagena
- Fecha de entrada en operación: enero de 2020.

vi. Bidireccionalidad Barranquilla - Ballena

- Adecuación de las facilidades para habilitar la bidireccionalidad en el gasoducto Barrancabermeja - Ballena y su interconexión con el gasoducto Ballena - Barrancabermeja.
- Fecha de entrada en operación: enero de 2020.

vii. Compresores El Cerrito - Popayán

- Instalación de una estación de compresión con potencia mínima de 500 hp.
- Fecha de entrada en operación: enero de 2020.

Artículo 2. Conforme lo dispuesto en el parágrafo del artículo 2.2.2.29 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 2345 de 2015, la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME será responsable por la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos, conforme a las reglas que para el efecto establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG.

Artículo 3. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial

Publiquese y Cúmplase
Dada en Bogotá D.C. a los

GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía

PRUEBA DOCUMENTAL No. 7

Copia de los primeros 20 artículos de la Resolución CREG 107 DE 2017, que también puede hallarse en la siguiente dirección URL:

[http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/93c60eb1217c8d18052581950071a26b/\\$FILE/Creg107-2017.pdf](http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/93c60eb1217c8d18052581950071a26b/$FILE/Creg107-2017.pdf)



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**RESOLUCIÓN No. 107 DE 2017**

(24 JUL. 2017)

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

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

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

CONSIDERANDO QUE:

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

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

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

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

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 toques 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

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

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

- El Artículo 2.2.2.29 también establece la posibilidad de realizar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural a través de mecanismos abiertos y competitivos.
- El párrafo del Artículo 2.2.2.29 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 2.2.2.28 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 párrafo 2 del artículo 13 del Proyecto: (i) eliminar la parte final de esta disposición o modificarla de tal manera que la revelación del valor máximo se haga solo una vez se haya adjudicado el proyecto; (iii) si la razón por la cual se pretende publicar esta información relacionada con el valor del proyecto antes de la adjudicación del mismo, responde a una necesidad particular de promover la transparencia del proceso de selección, la CREG deberá evaluar otras alternativas que armonicen esta intención con la necesidad de promover la libre competencia económica en el mismo”.
- Modificar el artículo 20 del Proyecto para que se ‘ejecuten’ los proyectos generales del plan de abastecimiento de gas natural mediante procesos de selección competitivos, según lo explicado”.

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

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

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

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

RESUELVE:

**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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 2.2.2.29 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

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

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

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

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

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

Artículo 4. Procedimiento para que el transportador incumbente ejecute en primera instancia proyectos de IPAT: Durante el periodo 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.

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.

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 que 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 I 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.

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 periodo 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.

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

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

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

- a) Información básica del proyecto como ubicación, capacidad del proyecto, según sea de transporte, compresión, almacenamiento, regasificación u otros, 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 período 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 participan 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 ($P_{máx}$) del valor presente del IAE, ni representar menos de un porcentaje mínimo ($P_{mín}$) de ese valor presente. Las variables $P_{máx}$ y $P_{mín}$ tendrán los siguientes valores:

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

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

P_{min} = Tasa de descuento - 2,5%

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

Artículo 12. Periodo de pagos. Los proyectos ejecutados mediante procesos de selección tendrán un periodo 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 periodo 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 periodo 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.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 éste 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:

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

Donde:

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

$C API$: 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:

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

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 el Artículo 12 de la Resolución CREG 089 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
- d) La máxima duración de las suspensiones del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos será la establecida en el numeral 2 del Artículo 13 de la Resolución CREG 089 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
- e) El operador de la infraestructura deberá llevar los registros de las indisponibilidades y del cálculo del factor de indisponibilidad.

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

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

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

Con:

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

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

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

Donde:

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.

PRUEBA DOCUMENTAL No. 8

Copia de la Resolución CREG 152 DE 2017, que también puede hallarse en la siguiente dirección URL:

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/29f8c32f3098e2ca052581d400585ede/\\$FILE/Creg152-2017.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/29f8c32f3098e2ca052581d400585ede/$FILE/Creg152-2017.pdf)



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 152 DE 2017

(23 OCT. 2017)

Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

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

CONSIDERANDO QUE:

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

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

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

El artículo 11 de la Ley 401 de 1997, estableció que todas aquellas actividades distintas a la exploración, explotación y procesamiento de gas combustible que se transporte por red física a todos los usuarios del territorio nacional se registrarán por las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994. Asimismo, el parágrafo 2 del mencionado artículo estableció que las competencias previstas en la Ley

Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

142 de 1994 en lo relacionado con el servicio público domiciliario, comercial e industrial de gas combustible, sólo se predicarán en los casos en que el gas se utilice efectivamente como combustible y no como materia prima de procesos industriales petroquímicos.

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

De acuerdo con lo previsto en la Ley 142 de 1994 y en especial ateniéndose a lo dispuesto en los artículos 15 y 16, las personas jurídicas que produzcan para ellas mismas, o como consecuencia o complemento de su actividad principal, los bienes y servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos, pueden prestar las actividades que integran el servicio público y deberán celebrar todos los actos o contratos tendientes al suministro de los bienes o servicios cuya prestación sea parte del objeto de las empresas de servicios públicos, a otras personas en forma masiva, a cambio de cualquier clase de remuneración, y por lo tanto están obligadas a constituirse como tal cuando la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en adelante CREG, así lo exija.

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

Según el numeral 74.1 del Artículo 74 de la Ley 142 de 1994, corresponde a la CREG, regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente. Así mismo dispone que, en este ejercicio la CREG podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.

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

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

Las fórmulas tarifarias que defina la CREG deben garantizar a los usuarios, a lo largo del tiempo, los beneficios de la reducción promedio de costos en las

Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

empresas que prestan el servicio, según exigencia del Artículo 92 de la Ley 142 de 1994.

Toda tarifa debe tener un carácter integral, en el sentido de que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras, tal y como lo exige el numeral 87.8, del artículo 87 de la Ley 142 de 1994.

Mediante la Resolución CREG 071 de 1999, y aquellas que la han modificado o sustituido, la CREG estableció el reglamento único de transporte de gas natural, RUT.

Mediante la Resolución CREG 114 de 2017 y aquellas que la modifiquen o sustituyan, la CREG expidió disposiciones relacionadas con los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural. La resolución mencionada contiene el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro y del transporte del gas natural utilizado efectivamente como combustible que se realicen en el mercado primario y en el mercado secundario.

El 26 de mayo de 2015, se profirió el Decreto 1073 de 2015. *Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.*

El artículo 22 del Decreto 2100 de 2011, compilado por el Artículo 2.2.2.2.33 del Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, establece que la naturaleza de las exportaciones e importaciones de gas, para usos distintos al servicio público domiciliario no constituyen actividades complementarias al servicio público domiciliario de gas combustible. En el caso de la comercialización del gas importado con destino al servicio público domiciliario, éste deberá someterse a las disposiciones expedidas por la CREG para la actividad de comercialización del gas.

El Artículo 2 del Decreto 2100 de 2011, compilado por el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, define la infraestructura de regasificación como el "conjunto de instalaciones que permiten transformar el gas natural de estado líquido a estado gaseoso que incluyen, entre otras instalaciones complementarias, las requeridas para descargar, transportar, almacenar, procesar y tratar el gas natural importado", así mismo define como agente a los propietarios y/u operadores de la infraestructura de regasificación.

Por su parte, el Artículo 29 del Decreto 2100 de 2011, compilado por el artículo 2.2.2.2.40 del Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, establece las condiciones para el acceso a la capacidad de infraestructura de regasificación para la capacidad no utilizada y/o comprometida a los agentes que la requieran, siempre y cuando, se cuente con capacidad disponible y no se interfiera o se ponga en riesgo el cumplimiento de los contratos vigentes.

Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

A través del Decreto 2345 de 2015 se adicionó el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural, estableciendo ordenamientos para la identificación, ejecución y remuneración de los proyectos requeridos con este fin.

Para ello, en el Artículo 1 del Decreto 2345 de 2015, el cual a su vez modifica el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, define la confiabilidad como "la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural de prestar el servicio sin interrupciones de corta duración ante fallas en la infraestructura" y adicionalmente define la seguridad de abastecimiento como "la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, bajo condiciones normales de operación, para atender la demanda en el mediano y largo plazo".

El Artículo 4 del Decreto 2345 de 2015, que a su vez adiciona el Artículo 2.2.2.2.28 del Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, establece que "Con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, el Ministerio de Minas y Energía adoptará un Plan de Abastecimiento de Gas Natural para un periodo de diez (10) años...".

El Artículo 5 del Decreto 2345 de 2015, que a su vez modifica el Artículo 2.2.2.2.29 del Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, delega en la CREG la expedición de la regulación aplicable a los proyectos incluidos en el plan de abastecimiento de gas natural, la definición de los mecanismos necesarios para el desarrollo de los proyectos por los transportadores o por mecanismos abiertos y competitivos, la metodología de remuneración y las obligaciones de los agentes en la ejecución de proyectos.

Continúa el mencionado artículo y para la definición de las metodologías de remuneración de los proyectos de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento estableció que la CREG tendría en cuenta los costos de racionamiento, la consideración de cargos fijos y cargos variables y otras variables técnicas que determine en el ejercicio de sus funciones. Asimismo, estableció que todos los usuarios, incluyendo los de la demanda esencial, deberán ser sujetos de cobro para remunerar los proyectos de confiabilidad y seguridad de abastecimiento de los que son beneficiarios.

Finalmente, y en relación con el artículo en mención, el párrafo del mismo establece que "La UPME será responsable de la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos a los que se refiere este artículo".

Mediante la expedición de la Resolución 40052 de 2016 por parte del Ministerio de Minas y Energía se desarrolló el Artículo 4 del Decreto 2345 de 2015, el cual a su vez modificó el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015.

Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

En el Artículo 1 de la Resolución 40052 de 2016 se establecen los elementos que debe contener el estudio técnico que elaborará la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para consideración del Ministerio de Minas y Energía en la adopción del plan de abastecimiento de gas natural. Entre otros elementos, la UPME debe considerar en el estudio técnico: i) la descripción de los proyectos recomendados a ser incluidos en el plan de abastecimiento de gas natural, ii) la identificación de los beneficiarios de cada proyecto, iii) el análisis de costo-beneficio que soportan las recomendaciones mencionadas, y iv) indicadores y metas cuantitativas de abastecimiento y confiabilidad del servicio. Asimismo, dispone que "...en el estudio técnico se deberán considerar proyectos asociados a infraestructura para importación, almacenamiento, aumento de la capacidad de transporte, extensión de los sistemas de transporte, redundancias en gasoductos, redundancias en sistemas de compresión, conexiones entre sistemas de transporte, entre otros..."

En cumplimiento de lo previsto en el Decreto 2345 de 2015, que adiciona el Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, el Ministerio de Minas y Energía, mediante la Resolución 4 0006 de 2017, adoptó el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

En artículo 1 de la resolución en mención se incluyen los proyectos y las fechas en las que cada proyecto debe entrar en operación:

Número	Proyecto	Año y mes de entrada en operación
1	Construcción planta de regasificación del Pacífico	Enero 2021
2	Construcción del gasoducto Buenaventura - Yumbo	Enero 2021
3	Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita	Enero 2021
4	Construcción Loop 10" Mariquita - Gualanday	Enero 2020
5	Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena	Enero 2020
6	Bidireccionalidad Barranquilla - Ballena	Enero 2020
7	Compresores El Cerrito - Popayán	Enero 2020

Asimismo, el Artículo 2 de la misma resolución establece que la UPME será la entidad responsable de aplicar los mecanismos abiertos y competitivos para la ejecución de los proyectos identificados en el artículo 1, conforme a las reglas que para tal efecto define la CREG.

Mediante la Resolución CREG 107 de 2017 la Comisión estableció los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural.

En el Parágrafo 3 del Artículo 5 de la Resolución CREG 107 de 2017 se establece que "En Resolución aparte la CREG podrá adoptar regulación complementaria para ejecutar proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural, o del plan transitorio de abastecimiento de gas natural, que por sus características requieran desarrollo regulatorio adicional al establecido en la presente Resolución".

Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

La Comisión ha identificado la necesidad de adoptar regulación complementaria a la establecida en la Resolución CREG 107 de 2017 para el desarrollo de los proyectos del plan transitorio de abastecimiento de gas natural relacionados con importación de gas del Pacífico.

Mediante la Resolución CREG 026 de 2017 la Comisión ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se establece un procedimiento especial y complementario que se debe seguir para la ejecución de proyectos del plan de abastecimiento de gas natural mediante procesos de selección para el desarrollo de una Infraestructura de Regasificación como proyecto identificado en el plan de abastecimiento de gas natural 2017"

En la Resolución CREG 026 de 2017 la Comisión propuso disposiciones relacionadas con i) requisitos para la participación de los agentes interesados en la ejecución de la planta de regasificación; ii) la remuneración al adjudicatario del proceso de selección que se realice para ejecutar la planta regasificación; y iii) los procedimientos bajo los cuales se establecerá el acceso y uso de la infraestructura de regasificación por parte de la demanda nacional.

Para adelantar los mecanismos abiertos y competitivos tendientes a ejecutar la infraestructura de regasificación del Pacífico la UPME requiere que las reglas a seguir para desarrollar estos mecanismos estén definidas, que de acuerdo con el Decreto 2345 de 2015, le corresponde a la Comisión definir esas reglas.

La regulación definitiva relacionada con (i) los requisitos para la participación de los agentes interesados en la ejecución de la infraestructura de regasificación, (ii) las obligaciones del adjudicatario, y (iii) la remuneración económica al adjudicatario del proceso de selección, es condición necesaria para adelantar los mecanismos abiertos y competitivos tendientes a dar inicio a la ejecución del proyecto de la infraestructura de regasificación del Pacífico.

La regulación relacionada con el acceso y uso de la infraestructura de regasificación del Pacífico no es requisito para adelantar los mecanismos abiertos y competitivos tendientes a ejecutar la planta de regasificación del Pacífico y el gasoducto Buenaventura - Yumbo.

Con el fin de que la UPME disponga de las reglas completas y pueda llevar a cabo prontamente los mecanismos abiertos y competitivos tendientes a ejecutar la planta de regasificación del Pacífico y el gasoducto Buenaventura - Yumbo y tenerlos disponibles para enero de 2021, se considera pertinente dar premura a la adopción de la regulación definitiva relacionada con (i) requisitos para la participación de los agentes interesados en la ejecución de la planta de regasificación, (ii) obligaciones del adjudicatario, y (iii) la remuneración al adjudicatario del proceso de selección que se realice para ejecutar la planta regasificación del Pacífico y el gasoducto Buenaventura - Yumbo. Posteriormente en resolución aparte debe adoptarse la regulación relacionada con el acceso y uso de la infraestructura de regasificación del Pacífico.

Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

En cumplimiento de lo establecido en la Ley 1340 de 2009 y el Decreto 2897 de 2010, este último compilado por el Decreto 1074 de 2015, mediante la comunicación S-2017-004487 del 29 de septiembre de 2017 la Comisión informó a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, sobre el proyecto propuesto mediante la Resolución CREG 026 de 2017 y sobre la resolución propuesta posteriormente con base en los análisis y comentarios recibidos.

En la comunicación con radicado CREG E-2017-009720 del 23 de octubre de 2017 la SIC emitió su concepto sobre la propuesta regulatoria puesta a su consideración.

En su concepto la SIC recomendó a la Comisión:

“Incluir, respecto del literal c) del artículo 6 y también del literal d) del mismo artículo, una disposición que, en lugar de permitir al adjudicatario evaluar la conformidad del gas natural antes de regasificarlo, establezca la necesidad de la intervención de terceros debidamente acreditados que de manera ágil garanticen la imparcialidad en la certificación o verificación de la calidad y seguridad del gas natural importado”.

De esta recomendación la CREG encuentra prudente modificar el texto de la resolución que se le envió a la SIC de tal forma que sea un tercero el que dirima las posibles diferencias que se presenten en la verificación de la calidad del gas entre el adjudicatario de la planta de regasificación y los agentes que entreguen o tomen gas la planta.

El gas natural que se entrega al SNT debe cumplir con las especificaciones de calidad establecidas en el RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

En la Resolución CREG 131 de 2009, por la cual se modifica el numeral 6.3.2 del RUT, se establecen las reglas a seguir cuando se presentan diferencias en la verificación de la calidad del gas entre el transportador y el agente que entrega el gas al SNT.

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

En el Documento CREG 085 de 2017, el cual soporta la presente resolución, se presenta el análisis a los comentarios recibidos sobre la propuesta regulatoria sometida a consulta mediante la Resolución CREG 026 de 2017 relacionados con (i) requisitos para la participación de los agentes interesados en la ejecución de la planta de regasificación, (ii) obligaciones del adjudicatario, y (iii) la remuneración al adjudicatario del proceso de selección que se realice para ejecutar la planta regasificación.

Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

Adicionalmente el citado documento contiene los análisis del concepto de la SIC.

Los comentarios relacionados con los temas de acceso y uso de la infraestructura de regasificación del Pacífico harán parte del documento que soporte la resolución que se expida sobre dichos temas.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó el presente acto administrativo en la sesión No. 809 del 23 de octubre de 2017.

RESUELVE:

Artículo 1. Objeto. Esta resolución tiene por objeto establecer procedimientos particulares que deben aplicarse en la ejecución mediante procesos de selección de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40006 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 2. Ámbito de aplicación. La presente resolución aplica a los participantes del mercado de gas natural, a los interesados en participar en los procesos de selección para ejecutar la infraestructura de importación de gas del Pacífico y a los demás agentes y usuarios beneficiarios del servicio de gas natural. Esta resolución complementa las disposiciones de la Resolución CREG 107 de 2017 en lo relacionado con la ejecución de la infraestructura de importación de gas del Pacífico mediante procesos de selección.

Artículo 3. Definiciones. Para la interpretación y aplicación de esta resolución se tendrán en cuenta las siguientes definiciones, además de las contenidas en la Ley 142 de 1994, los decretos del Gobierno Nacional y las resoluciones de la CREG:

Infraestructura de importación de gas del Pacífico: corresponde a la planta de regasificación del Pacífico y al gasoducto Buenaventura - Yumbo, con su respectiva infraestructura de conexión al sistema nacional de transporte de gas natural, SNT, definidos en el artículo 1 de la Resolución 40006 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. El gasoducto Buenaventura - Yumbo hará parte del SNT. De acuerdo con lo que considere la UPME se podrá adelantar un solo proceso de selección objetiva que cubija tanto la planta de regasificación del Pacífico como el gasoducto Buenaventura - Yumbo o adelantar un proceso de selección objetivo por cada uno de los competentes de la infraestructura de importación de gas del Pacífico, es decir uno para la planta de regasificación del Pacífico y otro para el gasoducto Buenaventura - Yumbo.

Usuario de la infraestructura de importación de gas del Pacífico: es alguno de los compradores de gas natural del mercado primario establecidos en el artículo 18 de la Resolución CREG 114 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

Artículo 4. Servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico. El adjudicatario de la planta de regasificación del Pacífico deberá prestar los servicios que defina la UPME en los correspondientes pliegos y que están asociados a este tipo de infraestructura tales como: i) descargue y recibo de gas licuado, ii) almacenamiento de gas licuado, iii) regasificación, iv) carga de carrotanques de gas natural licuado, v) trasvase de gas natural licuado a buques metaneros y puesta en frío, y vi) entrega del gas en el SNT, entre otros.

El adjudicatario del gasoducto Buenaventura - Yumbo prestará los servicios asociados a infraestructura del SNT, tales como parqueo y transporte de gas.

Estos servicios se prestarán sobre la base del principio del libre acceso y no discriminación. En resolución aparte la Comisión establecerá disposiciones sobre el acceso y uso de la infraestructura de importación de gas del Pacífico.

Parágrafo. La infraestructura de importación de gas del Pacífico se complementará con la infraestructura que haga posible el flujo bidireccional de gas en gasoductos del SNT donde sea necesario. La infraestructura necesaria para el flujo bidireccional, y que esté definida en el plan de abastecimiento de gas natural, o en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural, estará sujeta a las reglas de acceso y pago de servicios que determine la Comisión en resolución aparte.

Artículo 5. Participantes en el proceso de selección para ejecutar la infraestructura de importación de gas del Pacífico. En el (los) proceso(s) de selección que adelante la UPME para la ejecución y puesta en operación de la infraestructura de importación de gas del Pacífico solo podrán participar las personas naturales o jurídicas que además de cumplir con las condiciones establecidas en el artículo 6 de la Resolución CREG 107 de 2017, exceptuando el literal e) de ese artículo, cumplan los siguientes postulados:

- a) No ser una empresa que tenga dentro de su objeto social las actividades de producción y comercialización, distribución, distribución y comercialización, o comercialización de gas natural en Colombia; o de comercialización de gas natural importado a través de infraestructuras de importación de gas natural en Colombia.
- b) El (los) proponente(s), su matriz, sus filiales, sus subsidiarias o sus subordinadas no son beneficiarios reales de empresas que dentro de su objeto social puedan desarrollar las actividades de producción y comercialización, distribución, distribución y comercialización, o comercialización de gas natural en Colombia; o de comercialización de gas natural importado a través de infraestructuras de importación de gas natural en Colombia.

Para los efectos de la presente resolución debe entenderse como beneficiario real, el concepto contenido en el artículo 6.1.1.3 del Decreto 2555 de 2010 o aquel que lo modifique, adicione o sustituya.

Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

Dentro del proceso de selección o los procesos de selección, el (los) proponente(s); mediante comunicación escrita en los términos del artículo 7 del Decreto 019 de 2012, deberá declarar que él, su matriz, sus filiales, sus subsidiarias o sus subordinadas no son beneficiarios reales en los términos contemplados en el artículo 6.1.1.1.3 del Decreto 2555 de 2010 o aquel que lo modifique, adicione o sustituya.

Parágrafo. Los anteriores postulados deberán cumplirse durante el proceso de selección y se extenderán durante la operación de la infraestructura de importación de gas del Pacífico.

Artículo 6. Obligaciones del adjudicatario. El (los) adjudicatario(s) deberá(n) responder por las siguientes obligaciones, adicionales a las establecidas en los compromisos adquiridos en los documentos de selección y a las establecidas en el artículo 7 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

- a) Tener disponible para operación la infraestructura con las capacidades nominales de la planta de regasificación del Pacífico y del gasoducto Buenaventura - Yumbo, definidas en el artículo 1 de la Resolución 40006 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
- b) Liquidar, facturar y recaudar de manera independiente los valores correspondientes a los ingresos por la prestación de los servicios asociados tanto a la planta de regasificación del Pacífico como al gasoducto Buenaventura - Yumbo.
- c) Recibir el gas natural licuado cuya composición sea tal que al regasificarlo cumpla con las especificaciones de calidad establecidas en el RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan. El adjudicatario puede negarse a recibirlo en caso de que el gas al regasificarlo no cumpla con las especificaciones del RUT.

Si verificada la calidad del gas natural licuado objeto de entrega a la planta de regasificación el adjudicatario no recibe este gas porque encuentra que al regasificarlo no cumple con las especificaciones de calidad establecidas en el RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan, el adjudicatario deberá, mediante comunicación escrita y con el detalle suficiente, informar al agente responsable de entregar el gas a la planta las razones por las cuales el gas natural licuado no cumple con dichas especificaciones.

Una vez que el adjudicatario entregue la comunicación escrita al agente responsable de entregar el gas a la planta, se entenderá que las especificaciones de calidad que no fueron objetadas en la forma aquí dispuesta cumplen con lo establecido en el RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

El agente responsable de entregar el gas a la planta podrá verificar el cumplimiento de las especificaciones de calidad objetadas por el adjudicatario cuando esté inconforme con las objeciones. Esta verificación

Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

deberá hacerse mediante una auditoria que realice una firma o persona natural seleccionada de una lista elaborada por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural en adelante CNO-Gas.

Los resultados de la auditoria deberán ser comunicados y analizados con el adjudicatario antes de rendir el informe final. Dicho informe deberá contener conclusiones claras y expresas sobre el cumplimiento de las especificaciones de calidad objeto de la auditoria.

Mientras se desarrolla la auditoria el adjudicatario no estará obligado a recibir el gas natural licuado del agente responsable de entregar el gas a la planta.

Si el informe de auditoria concluye que el gas natural licuado al regasificarlo no cumple con las especificaciones de calidad definidas en el RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan, el costo de la auditoria lo asumirá el agente responsable de entregar el gas a la planta.

Si el informe de la auditoria concluye que el gas natural licuado al regasificarlo si cumple con las especificaciones de calidad definidas en el RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan, el adjudicatario deberá recibir el gas natural licuado del agente responsable de entregar el gas a la planta y este último trasladará al adjudicatario el costo de la auditoria, sin perjuicio de la responsabilidad que le pueda caber al adjudicatario por haber rechazado el recibo del gas natural licuado en la planta de regasificación.

- d) Una vez el adjudicatario reciba el gas natural licuado deberá entregar el gas al SNT cumpliendo con las especificaciones de calidad establecidas en el RUT, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. El transportador en cuyo sistema se inyecte este gas podrá negarse a recibirlo en caso de que no cumpla con estas especificaciones.
- e) En el caso de la planta de regasificación del Pacífico, asumir las pérdidas por evaporación de gas (i.e. *boil-off gas*) que se presenten, cuando estas superen el porcentaje de eficiencia que defina la UPME.
- f) Cumplir con las demás obligaciones que se definen en la presente resolución.

Parágrafo 1. Las pérdidas por evaporación de gas (i.e. *boil off gas*) que se presenten en la planta de regasificación deberán ser asumidas por la demanda hasta el porcentaje de eficiencia que defina la UPME.

Parágrafo 2. Los únicos casos en los que el adjudicatario podrá comprar gas serán para cubrir el gas que requiere para la operación o para cubrir pérdidas.

Parágrafo 3. El gas natural licuado que suministre el agente responsable de entregar gas a la planta de regasificación deberá tener una composición tal que al regasificarlo cumpla con las especificaciones de calidad establecidas en el reglamento único de transporte de gas natural, RUT, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 4. El CNO-Gas de manera oportuna deberá elaborar y mantener actualizada una lista de firmas y/o personas con reconocida experiencia en medición de especificaciones de calidad de gas natural licuado y gas natural a

Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

ser inyectado en plantas de regasificación y en sistemas de transporte por tubería. De esta lista el agente responsable de entregar el gas en la planta selecciona la firma o persona que verifica las especificaciones de calidad objetadas por el adjudicatario.

Parágrafo 5. En caso de ser necesario, el CNO-Gas elaborará un protocolo que deberán seguir las firmas o personas que verificarán las especificaciones de calidad del gas natural licuado que objete el adjudicatario.

Artículo 7. Ingreso anual esperado, IAE. La oferta económica que entregue el (los) proponente(s) deberá(n) cumplir con lo establecido en el artículo 9 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

En la oferta económica para la ejecución de la infraestructura de importación de gas del Pacífico el (los) proponente(s) deberá(n) presentar en forma desagregada los valores asociados a cada una de las componentes de la planta de regasificación, necesarias para la prestación de los siguientes servicios: i) descargue y recibo de gas licuado, ii) almacenamiento de gas licuado, iii) regasificación, iv) carga de cisternas de gas natural licuado, y v) trasvase de gas natural licuado a buques metaneros y puesta en frío.

En caso de que se decida realizar un único proceso de selección para la ejecución de toda la infraestructura de importación de gas del Pacífico, el proponente también deberá presentar en forma desagregada los valores de la oferta económica del gasoducto Buenaventura - Yumbo, incluidos compresores si los hay.

Estos valores serán considerados posteriormente por la CREG, en caso de ser necesario, para la regulación de acceso a los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico.

Artículo 8. Remuneración de la infraestructura de importación de gas del Pacífico. El (los) adjudicatario(s) de la infraestructura de importación de gas del Pacífico recibirá mensualmente la siguiente remuneración: i) ingresos por la prestación de servicios asociados a esta infraestructura que serán recaudados directamente por el adjudicatario; y ii) el valor de los pagos mensuales que será liquidado, actualizado, facturado, recaudado y transferido al adjudicatario como se establece en el artículo 17 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 9. Liquidación, facturación y recaudo de ingresos por la prestación de los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico. El (los) adjudicatario(s) de la infraestructura de importación de gas del Pacífico deberá(n) liquidar, facturar y recaudar mensualmente a cada uno de los usuarios de esta infraestructura el valor de los servicios prestados con esta infraestructura.

Parágrafo 1. Los ingresos generados por la prestación de los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico corresponderán a los ingresos de corto de plazo de que trata el literal d) del artículo 17 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Por la cual se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

Parágrafo 2. Se excluirán de los ingresos de corto plazo de que trata el literal d) del artículo 17 de la Resolución CREG 107 de 2017, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, los valores facturados que no sea posible recaudar y que no queden cubiertos con garantía de cumplimiento debido a las condiciones de la garantía que defina la Comisión.

Artículo 10. Suscripción de contratos y garantías de cumplimiento. Los usuarios de la infraestructura de importación de gas del Pacífico que adquieran los servicios asociados a esta infraestructura deberán suscribir contratos escritos con el adjudicatario y constituir garantías de cumplimiento a favor del adjudicatario. En resolución aparte la Comisión definirá el tipo de garantía y las condiciones de estas garantías.

Parágrafo. Es obligación tanto del adjudicatario de la infraestructura de importación de gas del Pacífico como de los usuarios que adquieran servicios asociados a esta infraestructura registrar los contratos ante el gestor del mercado de gas natural.

Artículo 11. Asignación de los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico. Los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico serán asignados por el gestor del mercado de gas natural.

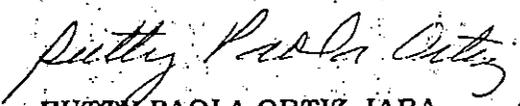
En resolución aparte la CREG determinará los procedimientos y reglas que deberán seguir: i) el gestor del mercado de gas natural para asignar los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico; y ii) los usuarios de la infraestructura de importación de gas del Pacífico interesados en adquirir estos servicios.

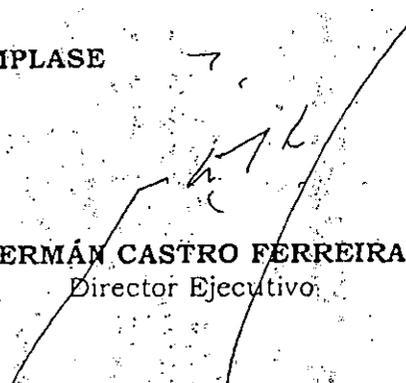
Parágrafo. Los usuarios de la infraestructura de importación de gas del Pacífico interesados en adquirir servicios asociados a esta infraestructura deberán constituir garantías de seriedad. Los costos de administración de estas garantías estarán a cargo del gestor del mercado. Otras condiciones de la administración de estas garantías las determinará la Comisión en resolución aparte. Los ingresos que se generen por la ejecución de estas garantías harán parte de los ingresos de corto plazo de que trata el literal d) del artículo 17 de la Resolución CREG 107 de 2017.

Artículo 12. Vigencia. La presente resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial*.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE
23 OCT. 2017

Dada en Bogotá, D.C. a


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


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo

PRUEBA DOCUMENTAL No. 9

Copia del artículo de prensa titulado “Nueve millones de usuarios en el país ya usan gas natural”, publicado en la revista Portafolio, que también puede encontrarse en la página web del medio de comunicación en la siguiente URL:

<http://www.portafolio.co/economia/nueve-millones-de-personas-en-el-pais-ya-usan-gas-natural-515364>

Nueve millones de usuarios en el país ya usan gas natural

En el congreso de Naturgas, que inicia mañana en Cartagena, la agenda se centrará en los nuevos usos y oportunidades para este combustible, considerado el más limpio.

f FACEBOOK

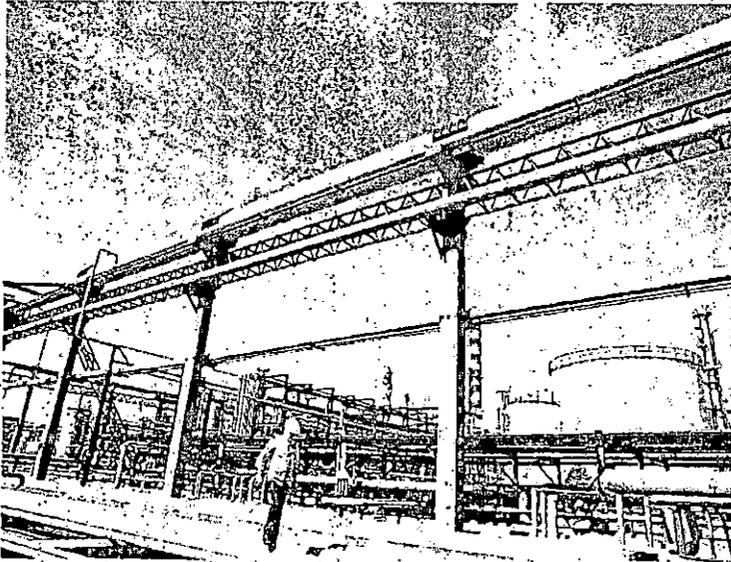
✉ ENVIAR

🐦 TWITTER

in LINKED IN

👤 GOOGLE PLUS

📌 GUARDAR



Archivo Portafolio en
ARCHIVO.PORAFOLIO.CO

POR: [unreadable] MARZO 19 DE 2018 - 07:58 P.M.

Desde mañana, Cartagena será el escenario que reunirá a líderes de opinión y expertos que analizarán las tendencias del gas y su futuro como fuente de energía, en el Congreso de la Asociación Colombiana de Gas Natural (Naturgas).

Lea: [unreadable]

En los próximos tres días, cuatro ejes marcarán el derrotero de la agenda académica: el papel del gas en el futuro energético y su perspectiva internacional, el rol de la regulación para dinamizar el mercado, los nuevos usos y oportunidades para el gas natural, y el debate con los candidatos presidenciales sobre el sector.

Lea: [unreadable]

Entre los conferencistas invitados están Luis Beltrán Rafecas, Secretario General del Internacional Gas Unión; y Ernest Moniz, ex Secretario de Energía de EE. UU. (2013-2017), quien durante su cargo avanzó en la innovación de la tecnología energética y la seguridad nuclear.

Lo más leído

1. Maduro le eliminará cinco céntimos al bolívar
2. Giros a regiones, con nuevas reglas
3. EE. UU., el mayor cliente de las fajas colombianas en el mundo

Así mismo estarán presentes en la cita el Presidente de la República, Juan Manuel Santos; el ministro de Minas y Energía, Germán Arce Zapata; Luis Gilberto Murillo Urrútia, ministro de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

"El 2018 es un año fundamental en temas electorales, por lo que se hace primordial discutir sobre el presente y futuro de las políticas públicas de la industria, y reafirmar la importancia de seguir impulsando una transición energética hacia combustibles con precios competitivos y amigables con el medio ambiente", señaló Orlando Cabrales Segovia, presidente de Naturgas.

Agregó el líder gremial que el evento, reunirá a los miembros del gremio que agrupa toda la cadena de gas natural del país y a más de 800 empresarios del sector.

PANDRAMA DEL SECTOR

Registros de Naturgas indican que el 2018 inició con más de nueve millones de usuarios de gas natural en Colombia; sin embargo, todavía faltan 5 millones de hogares conectados al gas natural.

"Tenemos reservas suficientes para mantener los niveles de producción por muchos años más. Adicionalmente, contamos con infraestructura para importar gas por barco o tubería, en caso de ser necesario", señaló, el presidente del gremio, Cabrales Segovia.

Pero enfatizó en que "necesitamos que las políticas gubernamentales, permitan incrementar las actividades de exploración y producción, con el objetivo fundamental de aumentar las reservas y abastecer la demanda con recursos nacionales".

También indicó que en el mundo la demanda de gas natural y energía renovables se incrementará a través de los años.

"Sin embargo, en Colombia la falta de acciones en materia ambiental producirá mayor consumo en petróleo y carbón", precisó el presidente del gremio gasífero.

ALERTA SOBRE LA CALIDAD DEL AIRE

A través de su informe anual de indicadores de la industria, Naturgas revela el panorama general del sector en materia de aire limpio, transporte y su impacto en la economía nacional.

El estudio indica que el gas natural es considerado el combustible fósil más limpio ya que no produce grandes cantidades de material particulado, reduciendo las emisiones de CO₂ en un 50% con respecto al carbón, y en un 30% con respecto al Diesel.

"El mayor contaminante del aire es el material particulado fino (PM2.5), producido por los vehículos a gasolina y Diesel, así como las industrias que operan con el carbón", revela la investigación en uno de sus partes.

A renglón seguido indica además que ciudades como Cartagena, Medellín, Bogotá y Cali tienen niveles de contaminación muy superiores a la recomendación de la Organización Mundial de la Salud en cuanto a las concentraciones de material particulado fino, los cuales tienen niveles superiores a un 50% y 350%.

Y resalta que los buses que son fabricados para operar con gas natural reducen prácticamente a cero las emisiones de material particulado y reducen en un 25% el

oportunidad para incorporar vehículos a gas natural", subraya Natúrgas.

En Colombia, se producen más de 6.000 muertes a causa de la cocina con leña o carbón. Además, hay más de 4 millones de personas expuestas a sufrir de alguna enfermedad por el nivel de contaminación del aire en estos hogares, el cual es 100 veces superior a lo recomendado para la salud humana.

Así mismo, alrededor de 10.000 personas mueren a causa de la contaminación del aire, cifra similar al número de asesinatos cometidos en el país. Además, hay más de 67,8 millones de enfermedades por la contaminación.

TE PUEDE
GUSTAR

Enlaces patrocinados por Taboola



20 Signs You Have a
Vitamin Deficiency



The 10 Most Expensive
Luxury Yachts in The
World



Siga bajando

PARA ENCONTRAR MÁS CONTENIDO

Recomendados



MAQUINAS

Rolls-Royce Phantom IV
Landaulette: venta 'real'



RED

'Ofreci 10 millones a un
jugador para que se hiciera
expulsar': Navas



DONJUAN

Las inspiraciones de Ciro
Guerra

PRUEBA DOCUMENTAL No. 10

Copia del artículo de prensa titulado “Licitaremos en la Regasificadora del Pacífico”, publicado en la revista La República, que también puede encontrarse en la página web del medio de comunicación en la siguiente URL:

<https://www.larepublica.co/economia/licitaremos-en-la-regasificadora-del-pacifico-2494336>



“Licitaremos en la Regasificadora del Pacífico”

viernes 5 de abril de 2017

Diego Carranza Aguirre - dcarranza@larepublica.com.co

Sin embargo, para el presidente de la Transportadora de Gas Internacional (TGI) -empresa filial del Grupo de Energía de Bogotá (GEB)-, Julian García, la necesidad es evidente, razón por la cual la empresa está muy interesada en licitar para el proyecto.

¿Cuál es su posición con respecto a la planta de regasificación que se hará en el Pacífico?

Hay tres grandes campos en el país que nos abastecen de gas: Cusiana, Cúpiagua y La Guajira. El de La Guajira ya está en declive y los otros dos ya están ad portas del declive, hablamos de 2023 o 2025, entonces hay que hacer algo porque el país no puede correr el riesgo en un nuevo Niño, por ejemplo, y eso no se resuelve en horas. Además hay perspectivas de que habrá mucha demanda.

Hoy hay abundancia de gas en el mercado internacional, y conseguir gas importado, inclusive, puede ser más barato que el local, porque, por ejemplo, los hallazgos en el offshore son muy importantes, aunque no se puede saber hasta dentro de al menos ocho años si se puede comercializar o no y el costo va a ser alto porque está en aguas ultraprofundas de más de 1.000 metros.

¿Participarán entonces en la licitación?

Claramente queremos estar en el proyecto y vamos a estar presentes en la licitación. Nos gustaría mucho ganarla porque es la que se conecta a nuestro sistema: nosotros somos los que tenemos el gasoducto hasta Cali y, si está es la que va a conectar a Cali, lo más natural sería que fuéramos los mismos que operamos el interior, pero es una licitación y va a ganar el que ponga el mejor sobre.

TGI hizo una alianza con Ecopetrol y Gas Natural Fenosa para subsidiar el uso de carros dedicados.

¿Cómo los beneficiará directamente el proyecto?

Hay dos razones para esta alianza: la primera es que hace falta más liderazgo en la industria y eso lo podemos hacer nosotros que estamos en el medio de los distribuidores y los productores.

La segunda es que en la medida en que tenemos más volumen de gas para el tubo (por el incremento de demanda), podemos bajar las tarifas porque estamos regulados y no podemos subirlas, pero ese mismo valor sí se va a distribuir entre empresas y la tarifa va a ser más baja, entonces los precios de gas para el usuario final van a ser generales para en todos los servicios: no solo en energía, sino de golpe en el domiciliario también.

Se ha criticado mucho que los proyectos infraestructura de transporte ahora deben ser regulados para poder hacerse. ¿Esto le quitará competitividad al sector?

La primera vez que se hizo esto fue en 1992, el Gobierno fue el que dio la línea para la construcción de la primera infraestructura, después de eso, nunca más se había hecho. Ahora estamos en el experimento de ver qué es lo que pasa. Pero creo que la dificultad no está en el tema de la regulación tanto como el fase de construcción.

todo el proceso que se debe hacer para conseguir las licencias, entre otras, es mucho más complicado que conseguir que el Estado acepte un proyecto.

¿Cómo le fue a la empresa el año pasado?

En 2016 tuvimos ingresos de \$1,3 billones y unas utilidades del año de \$351.924 millones. Esta es una empresa que mantiene su solidez económica y tiene el músculo operacional y financiero para continuar creciendo.

¿Cuáles son los proyectos específicos de expansión del GEB en los que va a participar TGI?

Como TGI estamos actualmente en Perú y le estamos apostando a potenciar el crecimiento de Contugas, que es la empresa con la que estamos. A finales del año pasado firmamos un contrato para una nueva planta de 250 megavatios que se va a construir y nosotros vamos a suministrarles el gas.

¿Ya saben con cuál empresa van a licitar para Gasoducto Surperuano?

Aún no lo hemos planeado porque el Gobierno no ha dicho nada claro respecto al proyecto. Pero sí tenemos muy buenas expectativas en el país porque hay una política clara que dice que quieren que 50% de la matriz energética se genere con gas.

La opinión

Germán Castro

Director de la Creg

"La obligación del Estado es garantizar el suministro de energía y, en ese sentido, la planta regasificadora del Pacífico es fundamental".

GUARDAR

TENDENCIAS

1 La joven herencia que deja el legado del emprendedor Fernando Sierra Maya

2 Conozca cuáles son las deducciones que existen al momento de declarar renta

3 A Uribe lo que es de Uribe

4 Los puntos que estudian los bancos antes de aprobarle un crédito de cualquier tipo

Los perfiles de los dos viceministros de Hacienda que acompañarán a Carrasquilla

El próximo 11 de julio, Duque sostendrá una reunión con los alcaldes del

PRUEBA DOCUMENTAL No. 11

Copia del documento de la UPME titulado “Documentos Selección del Inversionista y el Auditor para el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de la Planta de Regasificación del Pacífico y el Gasoducto Buenaventura – Yumbo Estructura Jurídica”, que se encuentra publicado en la página de la entidad en la siguiente URL:

http://www1.upme.gov.co/lidrocarburos/Convocatorias-GN/UPME-01-2018/Presentacion/Presentacion_DSI.pdf

Documentos Selección del Inversionista y el Auditor para el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de la Planta de Regasificación del Pacífico y el Gasoducto Buenaventura – Yumbo

Estructura Jurídica

Soporte Legal

- D. 1073/2015 (Decreto Único sector Minas y Energía). CREG debe expedir regulación sobre proyectos del plan de abastecimiento de gas natural; UPME es la responsable de aplicar los mecanismos competitivos de selección
- Resolución CREG 107/2017. Procedimiento para la ejecución de proyectos del plan de abastecimiento de gas natural
- Resolución CREG 152/2017. Establece reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico.

* - otras normas relevantes están descritas en el Anexo 3 a los DSI.

Inexistencia de contrato

- El presente proceso de selección no tiene como objeto o efecto la suscripción de contrato alguno con la UPME, CREG u otras entidades del Estado.
- Ninguna entidad estatal asumirá obligación alguna para con el inversionista adjudicatario. No existe obligación alguna de pago por parte de entidades estatales para con el adjudicatario. El Ingreso Anual Esperado (IAE) no será pagado por entidades estatales.
- No se trata de una concesión, no hay reversión al Estado. El Estado no presta los servicios asociados a la infraestructura objeto del proceso.
- El proceso de selección culmina con la emisión de una resolución por parte de la CREG en la que se establece el IAE para el adjudicatario
- Las principales obligaciones del adjudicatario son las comprendidas en las normas vigentes, los DSI y la resolución que oficialice el ingreso regulado

Bases de selección

- El adjudicatario será seleccionado con base en el Ingreso Anual Esperado (IAE) propuesto en el marco del presente proceso
- Cada proponente debe demostrar experiencia relacionada con la construcción de proyectos de infraestructura de valor similar al valor estimado del Proyecto; experiencia de cada proponente se verifica con base en Sobre No. 1
- Los proponentes cuyos Sobre No. 1 hayan sido declarados como conformes por la UPME tendrán derecho a que se evalúe su oferta económica (Sobre No. 2).
- Se prevé un tiempo para saneamiento de documentos del Sobre No.1

Garantía de seriedad

- Cada oferente debe constituir una garantía de seriedad por el equivalente en pesos de US\$70 millones
- Vigencia mínima 4 meses; el plazo debe ser ampliado si así lo solicita la UPME
- Garantía de seriedad se ejecuta si el proponente, una vez resulte adjudicatario del proceso, no cumple con lo dispuesto en el numeral 8.2 de los DSI, que incluye:
 - Inscripción en el RUPS, si el Adjudicatario es una ESP
 - Constitución de Garantía de Cumplimiento
 - Suscripción de contrato(s) de fiducia
 - Entrega al auditor de cronograma y Curva S
 - Copia del contrato de auditoría firmado

Ingresos del Adjudicatario

- Existen dos fuentes de ingresos:
 - Ingresos por la prestación de servicios asociados a la infraestructura de importación, recaudados directamente por el adjudicatario (ingresos de corto plazo del proyecto); y
 - Pagos mensuales a realizarse por los transportadores definidos por la UPME como beneficiarios del proyecto (art. 17, Res. CREG 107/2017), que corresponden al IAE del adjudicatario.

Contratos de Fiducia

- Se prevé la celebración de contratos de fiducia con el fin de constituir patrimonios autónomos para:
 - Administración de la garantía de cumplimiento del proyecto, incluidas las actividades relacionadas con el cobro de la misma, si es el caso.
 - Contratación de firma auditora y realización de pagos a la misma.
- Se ha consultado a la CREG a efectos de que determine que las dos actividades mencionadas pueden ser acometidas el mismo patrimonio autónomo (un solo contrato de fiducia)
- La fiduciaria no puede pertenecer al mismo conglomerado financiero que el otorgante de la garantía bancaria.

Garantía de Cumplimiento

- El adjudicatario debe constituir una garantía de cumplimiento con base en los criterios y requisitos previstos en el Anexo 3 de la Resolución CREG 107/2017. Puede constituirse vía garantía bancaria, carta de crédito stand-by o prepago, sujeto a requisitos regulatorios.
- Esta garantía se ejecuta si
 - El valor de la misma no es objeto de actualización según lo previsto en la regulación y los DSI
 - Retraso en la ejecución del proyecto igual o mayor al 50% del plazo previsto en el cronograma
 - Abandono del proyecto
 - No corrección de desviaciones identificadas por Auditor
 - No cumplimiento de características técnicas
 - No renovación de la garantía de cumplimiento en los términos de la regulación y los DSI

Póliza de RCE

- Se ha solicitado que la regulación aplicable contemple la obligación del adjudicatario de constituir una póliza de responsabilidad civil extracontractual
- Se prevé que se requieran anexos de responsabilidad civil patronal, contaminación súbita, y accidental, responsabilidad civil por bienes bajo cuidado, tenencia y control, y responsabilidad civil por gastos médicos, entre otros.

Contrato con Auditor

- La UPME seleccionará un auditor a partir de una lista preparada por el CNOG; dicho auditor debe ser contratado por un patrimonio autónomo.
- La remuneración del auditor es pagadera por el inversionista adjudicatario.
- El Auditor debe (art. 24 y ss., Res. CREG 107/2017):
 - Monitorear y verificar cumplimiento con cronograma de construcción y Curva S
 - Certificar que el proyecto se ajusta a requerimientos establecidos en regulación.
 - Certificar la existencia de un incumplimiento grave e insalvable
 - Emitir otros informes, según sea solicitado por la CREG, UPME, SSPD.

GRACIAS



PRUEBA DOCUMENTAL No. 12

Copia del artículo de prensa titulado “Las reservas de petróleo alcanzan para 5,7 años y las de gas, para 11,7 años”, publicado en la revista La República, que también puede encontrarse en la página web del medio de comunicación en la siguiente URL:

<https://www.larepublica.co/economia/reservas-de-petroleo-alcanzan-para-57-anos-y-las-de-gas-para-117-anos-2721548>



Las reservas de petróleo alcanzan para 5,7 años y las de gas, para 11,7 años

viernes, 3 de mayo de 2018

La perforación de pozos aumentó 182% el año pasado

Hardy Monterrosa - hmonterrosa@larepublica.com.co

El 2017 fue un año de recuperación para el sector de hidrocarburos, ya que no solo hubo un alza en los precios internacionales del crudo, sino que en el país se adicionaron 429 millones de barriles de petróleo y 204 Gigapies cúbicos (GPC) de gas.

De acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), estas reservas incorporadas permitieron que las reservas de petróleo en el país aumentaran de 5,1 años, en 2016, a 5,7 años, en 2017. Esto quiere decir que los barriles de petróleo pasaron de 1.665 millones a 1.782 millones de barriles.

"Le adicionamos al balance 429 millones de barriles sobre los 312 millones de barriles que consumimos para combustibles y exportaciones", dijo Germán Arce Zapata, ministro de Minas y Energía.

Estas cifras significan que por cada barril de crudo producido, se reincorporaron 1,38 barriles en reservas, es decir, que se tuvo un índice de reposición de reservas de 138%, el más alto, por mucha diferencia, de los últimos 3 años.

Por el lado del gas, el balance es de 3.896 GPC, lo que aumentó la vida media de las reservas a 11,7 años, que, en 2016, habían quedado en 10,3 años. Se obtuvo un índice de recuperación de 61%, lo que indica que por cada GPC de gas producido, se incorporaron 0,61 GPC en reservas probadas.

Millones de barriles de petróleo
Vida media de petróleo en años

Gigapies cúbicos de gas
Vida media de gas en años

ÍNDICE DE REPOSICIÓN
DE RESERVAS DE PETRÓLEO

	2015	2016	2017	2015	2016	2017
Reservas a 2016	1.665	5,1	4.024	10,3		
Producción de 2017	-312	-0,8	-332	-0,8	17%	-4%
Reservas sin actividades 2017	1.353	4,3	3.692	11,1		
Reservas incorporadas	+429	+1,4	+204	+0,6		
Total reservas	1.782	5,7	3.896	11,7	8%	6%

ÍNDICE DE REPOSICIÓN
DE RESERVAS DE GAS

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Agencia Nacional de Hidrocarburos / Gráfico: LR-JG

"Estos buenos resultados son las primeras manifestaciones de nuestra apuesta por la optimización de nuestros yacimientos y a la aplicación de tecnología de vanguardia en los campos petroleros que aumenten el factor de recobro de nuestros recursos, sumado a la mejora de precios. Tenemos que seguir trabajando para incrementar las tareas exploratorias", expresó Orlando Velandia, presidente de la ANH.

Por otro lado, las actividades de la industria petrolera también recuperaron su dinamismo el año pasado, ya que se perforaron 578 pozos exploratorios y en desarrollo, 182% más que los 205 registrados en 2016.

LOS CONTRASTES



GERMÁN ARCE
MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA

"Le adicionamos al balance 429 millones de barriles sobre los 312 millones barriles que consumimos para combustible y exportaciones".

También se utilizaron 78 taladros promedio mensual en las actividades de perforación, 179% más frente a los 28 utilizados en 2016.

"En 2017, el incremento de la inversión también fue muy importante. La inversión en exploración y producción alcanzó los US\$3.400 millones, superando en 67% los US\$2.040 millones de 2016. Igual comportamiento tuvo la inversión extranjera directa (IED) en el sector minero energético, que creció 25% al pasar de US\$4.606 millones a US\$5.765 millones", mencionó el ministro Arce.

Estos resultados aumentan la confianza en el potencial del sector y aumentan sus inversiones. En este sentido, el presidente Juan Manuel Santos señaló que la inversión en exploración de Ecopetrol, para este año,

producción llegará a US\$4.500 millones, 32% más que la registrada en 2017.

Se aplaza ronda petrolera

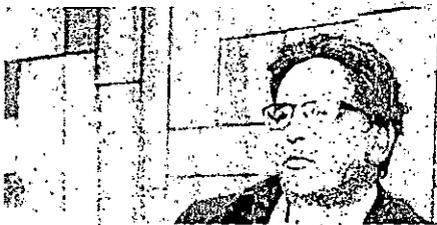
El procedimiento competitivo Sinú-San Jacinto, en el que se ofertan 15 bloques petroleros volvió a ser aplazado, por sexta vez, por solicitud de las empresas habilitadas para participar. De acuerdo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la ronda se realizará en el segundo semestre de este año. Vale la pena mencionar que estos bloques petroleros están ubicados en la cuenca Sinú - San Jacinto y abarcan algunos municipios de los departamentos de Magdalena, Bolívar, Atlántico, Sucre y Córdoba en un área de 715.988 hectáreas.

□ GUARDAR

TENDENCIAS

- 1 La joven herencia que deja el legado del emprendedor Fernando Sierra Maya
- 2 Conozca cuáles son las deducciones que existen al momento de declarar renta
- 3 A Uribe lo que es de Uribe
- 4 Los puntos que estudian los bancos antes de aprobarle un crédito de cualquier tipo
- 5 Los perfiles de los dos viceministros de Hacienda que acompañarán a Carrasquilla

Alberto Carrasquilla repetirá como ministro de Hacienda con Iván Duque



Ejerció este cargo en el Gobierno Uribe

Los tres proyectos que el Consejo Gremial le pide a Santos dejar al próximo gobierno

Dos de los tres tienen que ver con posibles conflictos con las comunidades

PRUEBA DOCUMENTAL N^o. 13

Copia del artículo de prensa titulado "*Regasificadora del Pacífico, la apuesta grande del GEB*" publicado por la revista Portafolio, el martes 31 de julio de 2018.

Regasificador del Pacífico, la apuesta grande del GEB

El Grupo Energía Bogotá, a través de su transportadora TGI, está preparando la oferta para este proyecto, que permitirá fortalecer el suministro de gas natural en el país.

UNO DE los grandes proyectos de Ingeniería al cual el Grupo Energía Bogotá (GEB) le apostará una buena tajada de su capital será la planta de regasificación del Pacífico.

Al intervenir en el foro "Alianza del Pacífico, un desafío empresarial", organizado por la Cámara de Comercio de Bogotá y la Alianza del Pacífico a finales de junio pasado, la presidenta del GEB, Astrid Álvarez, indicó que sin duda esta será la gran apuesta, que puede convertirse en un motor de desarrollo para la región.

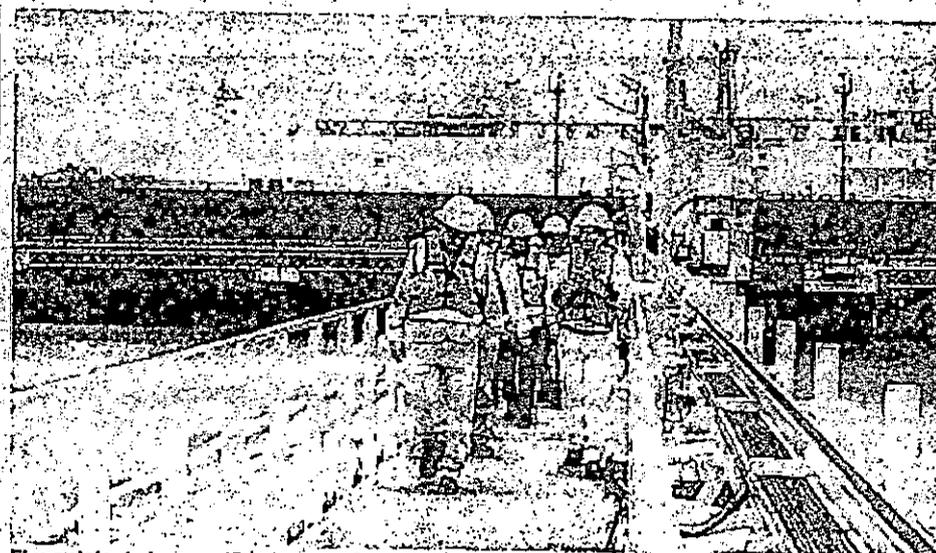
"Estamos preparando la

oferta y esperamos que los pliegos de la licitación salgan rápidamente, porque esta planta no da espera", dijo Álvarez, quien sostuvo que este es un esquema que permitirá fortalecer el suministro de gas en el país.

La participación en este proyecto lo hará a través de su compañía Transportadora de Gas Internacional (TGI), que es la principal transportadora de gas natural en Colombia con 4.000 kilómetros de gasoductos.

El proyecto es de tal interés que la Unidad de Planeación Minero Energética (Upme), lo incluyó en su Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural.

"Se contempla la construcción de la planta de regasificación del Pacífico: Esta tendrá 400 Mpcd (millones de pies cúbicos por día), con una capacidad de almacenamiento de 170.000 metros cúbicos y estará ubicada en el municipio de Buenaventura en el Valle del Cauca. Se espera que su entrada en operación sea en el 2021", señala la entidad.



El montaje de la regasificadora del Pacífico sería similar al de la planta de Bañú (foto): cortesía Spec

Para el transporte y distribución, se tenderá una línea de 102 kilómetros para llevar el gas importado y regasificado desde el citado puerto hasta Yumbo, nodo que hace parte del Sistema Nacional de Transporte, para luego ser entregado a los agentes interesados.

Por su parte, Orlando Cabrales Segovia, presidente de la Asociación Colombiana de Gas Natural (Natur-



La participación en este proyecto lo hará su filial, la Transportadora de Gas Internacional (TGI).

gas), hizo énfasis en hacer más estudios sobre el tema para que el complejo sea efectivo en la oferta al garantizar el suministro de gas natural.

"Hay que analizar cómo se atenderá de manera eficaz la creciente demanda, tanto en el sector residencial, como industrial", dijo Cabrales Segovia.

Reiteró el líder gremial que "son tres los interogan-

HISTORIA CON TRADICIÓN

Con más de 120 años de historia, el GEB tiene presencia en cuatro países. En Colombia, desarrolla 12 proyectos de energía eléctrica. Con TGI es número uno en transporte de gas natural con más de 4.000 kilómetros de tubería. El GEB tiene participación, además, en Codensa, Emgesa, Gas Natural Fenosa y Enisa. En Perú es número 1 en distribución de gas natural con sus empresas Caldda y Contugas. Con ISA, REP e ISA Transantaro, donde tiene una participación del 40%, es líder en transmisión de energía eléctrica. En tanto, en Brasil, con Gebbras, está asociado con Furnas y tiene 1.100 kilómetros de líneas de transmisión, mientras que en Guatemala transmite energía eléctrica a través de las firmas Trecca y Eebis.



Aunque no se ha establecido la inversión, la capitalización puede llegar a los US\$450 millones.

tes que se deben tener en cuenta en la discusión del complejo regasificador: ¿Cuándo se realizará?, ¿a quién beneficiará? y ¿quién asume la inversión?"

Aunque no se ha establecido el monto de la inversión, la capitalización del proyecto puede llegar a los US\$450 millones, y su financiación, sería asumida por los usuarios del servicio de gas. ☺

ANEXO B

**Constancia de solicitud de protección
del derecho colectivo – Ministerio de
Minas y Energía**

Bogotá D.C,

Señores:

Ministerio de Minas y Energía
Bogotá D.C

Asunto: Petición protección de derechos colectivos

Yo, VICTORIANO JOROPA CATIMAY identificado con C.C. 74.849.250 de Orocué, residente en la ciudad de Yopal, Casanare, en ejercicio del derecho de petición que consagra el artículo 23 de la Constitución Política de Colombia y las disposiciones pertinentes del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso administrativo; y con la intención de que se proteja el derecho colectivo a la libre competencia económica, respetuosamente presento la siguiente:

I. PETICIÓN:

Que se tomen las medidas necesarias para detener la violación al derecho colectivo a la libre competencia económica, causado por la reglamentación y ejecución del proyecto PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACIFICO, específicamente por el Decreto 2345 de 2015 expedido el Ministerio de Minas y Energía.

Esta solicitud la hago teniendo en cuenta los siguientes:

II. ANTECEDENTES Y FUNDAMENTOS DE HECHO

- A. El Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 -Ley 1753 de 2015 ordena la ejecución de proyectos para ampliar la cobertura y garantizar la confiabilidad del sistema nacional de transporte (SNT) y distribución de gas natural a través de mecanismos de competencia. Tales mecanismos serán reglamentados por la Comisión de Regulación de Energía y GAS -CREG y aplicados por la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME cuando se haya verificado la prioridad de los

proyectos y se haya constatado la disposición de la demanda a contratar y a pagar por los mismos.

- B. El tenor literal del Plan Nacional de Desarrollo -Ley 1753 de 2015 – Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018- Página 230 (Ver Anexo 1), que hace parte íntegra de esta ley en virtud de su artículo 3 (Ver Anexo 2) – es el siguiente:

*“b. Expansión y consolidación del mercado de gas combustible
(...)”*

También se adoptarán medidas regulatorias encaminadas a promover la expansión oportuna del sistema nacional de transporte, así como la ejecución de proyectos de confiabilidad del sistema y los sistemas de distribución, mediante el uso de mecanismos de competencia. Dichos mecanismos deberán ser aplicados por la UPME cuando su planeación indicativa lleve a identificar proyectos con carácter prioritario, y una vez se haya constatado la disposición de la demanda a contratar y pagar por dichos proyectos tras la aplicación de herramientas regulatorias definidas por la CREG. (Negrita y subrayado fuera del texto original)

- C. Debe notarse que los mecanismos competitivos de los que habla la norma se deben aplicar una vez se haya constatado la demanda a pagar por las obras de confiabilidad. Esa verificación es entonces requisito necesario para la ejecución de los proyectos en cuestión.
- D. El 3 de diciembre de 2015 el Ministerio de Minas y energía expidió el Decreto 2345 de 2015 “Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural” (Ver Anexo 3). Con el cual se pretende dar cumplimiento al mandato que hizo la Ley 1753 de 2015 en relación con la expansión de cobertura y confiabilidad del sistema de transporte y distribución de gas natural.
- E. El artículo 4 de dicho decreto ordena que se elabore y se adopte un Plan de Abastecimiento de Gas Natural en el cual se identifiquen los proyectos que sea necesario ejecutar para garantizar la seguridad de abastecimiento confiabilidad del servicio de gas natural.

- F. El artículo 5 ibidem por su parte establece los criterios que deberá seguir la CREG a la hora de expedir la reglamentación aplicable a los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural de los que habla el artículo 4. Entre dichos criterios el numeral 1 establece que, que en los proyectos de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento no será necesario constatar primero la disposición de la demanda a contratar antes de aplicar los mecanismo abiertos y competitivos.
- G. Lo anterior entra en abierta contradicción y violación directa con lo dispuesto en la Ley 1753 de 2015, la cual reza de manera clara que, **DICHA CONSTATAción SÍ DEBE HACERSE PARA ESTE TIPO DE PROYECTOS**. Para ser más claros, una norma de menor jerarquía (decreto), no puede estar en contradicción de la norma superior que le sirve de sustento (Ley) y los actos administrativos que se deriven de dicho yerro, no pueden darle un sentido y alcance diferente a la norma otorgante. El tenor literal del artículo de la norma inferior, el Decreto 2345 de 2015 dice:

"Artículo 5º. El Artículo 2.2.2.2.29 del Capítulo II – Aseguramiento del Abastecimiento de Gas Natural del Título II del Sector de Gas, será del siguiente tenor:

"Artículo 2.2.2.2.29. Inversiones del Plan de Abastecimiento de Gas Natural. La CREG deberá expedir la siguiente regulación aplicable a los proyectos incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural:

1. 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. En caso de que los primeros de los proyectos mencionados no sean desarrollados por el agente, los mismos deberán ser desarrollados como resultado de la aplicación de mecanismos abiertos y competitivos.

2. Condiciones para la aplicación de mecanismos abiertos y competitivos. En el caso de los proyectos que no sean de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento, los mecanismos abiertos y competitivos que diseñe la CREG deberán revelar la disposición de la demanda a contratar dichas expansiones tras la aplicación de los referidos mecanismos.

3. Obligaciones de los agentes que, en primera instancia, pueden desarrollar proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural como complemento de su infraestructura existente para garantizar su entrada en operación oportuna. Estas obligaciones contemplarán, entre otros, mecanismos para manifestar su interés y los mecanismos de cubrimiento y de auditoría a que haya lugar.

4. Obligaciones de los agentes a los que se les asigne la construcción y operación de los proyectos mediante mecanismos abiertos y competitivos, para garantizar su entrada en operación oportuna. Estas obligaciones contemplarán, entre otros, los mecanismos de cubrimiento y de auditoría a que haya lugar.

5. Metodologías de remuneración. En el caso de proyectos de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento, estas metodologías tendrán en cuenta el costo de racionamiento de cada uno de ellos, así como otras variables técnicas que determine la CREG en el ejercicio de sus funciones. La mencionada metodología podrá considerar la remuneración de los activos de confiabilidad mediante cargos fijos y variables.

Todos los usuarios, incluyendo los de la Demanda Esencial, deberán ser sujetos de cobro para remunerar los proyectos de confiabilidad y seguridad de abastecimiento de los que son beneficiarios. Ningún usuario deberá pagar un costo superior a su costo de racionamiento.

Parágrafo. La UPME será responsable de la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos a los que se refiere este artículo". (Negrita y subrayado por fuera del texto original)

- H. El numeral 1 del artículo 5° antes transcrito, establece que los proyectos "de confiabilidad y seguridad del sistema" se ejecutarán como resultado de la aplicación de mecanismos abiertos y competitivos. Es decir, la ejecución estará a cargo del inversionista privado que quede seleccionado en tales procesos, pero este inversionista privado que será dueño del proyecto, tal como lo probaremos, no asume riesgo alguno en la ejecución de este.
- I. Ahora, el numeral 5 del artículo 5 del Decreto 2345 de 2015 dispone que la ejecución de dichos proyectos – que si bien tienen una utilidad pública son un negocio privado – estará remunerada, lo cual resulta contradictorio puesto que se trata de una inversión privada que genera un lucro privado y unos bienes privados. Esto se opone a los principios fundamentales sobre los que se edifica la función administrativa y se dirige en contravía al interés público y al bien común.
- J. Dicho numeral establece que corresponderá a la CREG reglamentar la forma en la que los proyectos de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento serán remunerados, y abre la posibilidad a que dicha remuneración se haga a través de cargos fijos o variables de las facturas del servicio de gas natural. Lo cual hace referencia a los cargos que se incluyen en las facturas de los servicios públicos que reciben cada mes los colombianos, en este caso, de la factura del servicio de gas natural domiciliario.

- K. De la lectura de la norma transcrita anteriormente se puede concluir que los proyectos de confiabilidad y/o seguridad del abastecimiento de gas natural no serán propiedad de la nación u otra entidad del Estado, sino del inversionista privado que los ejecute, porque de lo contrario no sería necesario hablar de "remuneración" sino simplemente del costo de la obra o la contraprestación de una concesión.
- L. Por otro lado, la norma citada implica que el costo de la remuneración no será asumido por las arcas del Estado sino por los usuarios y recaudado a través de la factura del servicio público. Es decir, que se harán "procesos competitivos" para seleccionar un inversionista que tendrá el derecho y deber de construir los proyectos del Plan, todo o en parte, con pagos de los usuarios del servicio de gas en Colombia, quienes deberán pagarlos como parte de su factura mensual por el servicio, úse o no los proyectos. Con lo cual, ese inversionista privado no tendría riesgo económico alguno puesto que su proyecto se financiaría forzosamente con el dinero de los usuarios, y lo que es peor, al final de la ejecución el proyecto seguirá siendo propiedad del inversionista y no del Estado ni de los usuarios que pagaron por él. Además, este inversionista tendría una posición de monopolio en ese mercado pues nadie más podría construir ese proyecto ni competir con él. Esto constituye la más absoluta y abierta contradicción con la libre competencia y con el precepto ético de que los pagos de los usuarios de servicios públicos domiciliarios no deben ser fuerte para enriquecer a personas privadas.
- M. Dando continuidad al proceso iniciado con el Decreto 2345 de 2015 el Ministerio de Minas y Energía expide la Resolución 40052 de 2016 (Ver Anexo 4) mediante la cual se establecieron los criterios que debe considerar la UPME para la elaboración del Plan de Abastecimiento de Gas Natural y qué tipo de proyectos se debe incluir en este.
- N. Cumpliendo con el anterior mandato la UPME elabora el "Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural -2016"¹ y lo pone a consideración del Ministerio de Minas y Energía mediante documento con radicado 2016080095 de 2016. En dicho plan transitorio, la UPME referencia varios estudios técnicos sobre la actual oferta y demanda interna de gas natural y las proyecciones a futuro de estas.
- O. De acuerdo con los informes de la UPME, en los próximos años la demanda de gas superará la oferta nacional – principalmente por la supuesta escases de reservas de gas natural del país –, esto llevaría a un inminente desabastecimiento del

¹ El documento completo se puede encontrar en la siguiente dirección URL:

http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_Transitorio_Abastecimiento_Gas_Natural.pdf

producto². Con lo cual, la demanda nacional de gas tendría que ser suplida necesariamente con gas importado y por lo tanto habría que construir la infraestructura requerida para la importación.

- P. Con base en estos estudios pesimistas la UPME sugiere en el Plan Transitorio los proyectos que considerará necesarios para garantizar la seguridad y confiabilidad del servicio de transporte gas natural de los próximos 5 años. Dentro estos proyectos se incluye la construcción de una planta de regasificación de gas natural licuado (GNL) en la costa pacífica que sirva para recibir e inyectar al mercado nacional el gas importado.

"Por todo lo anterior, se asume que el país debe disponer de una segunda entrada de gas natural importado, que por razones de confiabilidad y económicas que se analizan más tarde, se estima que debe ser construida en el puerto de Buenaventura o área aledaña (ver numerales 8.21 y 9.41). Se considera en adelante, que la terminal tendría mínimo una capacidad de regasificación de 400 MPCD y una capacidad de almacenamiento de 151,000 m³ de GNL." (página 93-Plan Transitorio de Abastecimiento Gas Natural, versión noviembre de 2016) (Subrayado por fuera del texto original) (Ver Anexo 5).

- Q. La planta regasificadora que propone la UPME, de acuerdo con sus especificaciones, costaría aproximadamente \$ US 700 millones y debería entrar en operación en el año 2021, según la UPME³.

- R. Contrario a lo que sugiere la UPME con los estudios que cita en el "Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural -2016", se divulga por diferentes medios de comunicación que dicha infraestructura de regasificación no se requiere, toda vez que en el 2017 en el país se adicionaron 204 Gigapies cúbicos (GPC) de gas, con un balance de 3.896 GPC, aumentando la vida media de las reservas a 11,7 años, con un índice de recuperación de 61% y prospectividad, lo cual fue corroborado en reportes de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y el Ministerio de Minas y Energía⁴ (Ver Anexo 10). Esto indica que la oferta nacional sigue creciendo y es capaz de satisfacer la demanda futura.

² Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural de noviembre de 2016 de la UPME, Balance de Gas Natural, página 91.

³ Según el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural de noviembre de 2016 de la UPME, la planta sola cuesta US\$ 400 millones, el gasoducto anexo vale US\$ 161 millones y la infraestructura de compresión US\$ 150, para un total de US\$ 711 millones.

⁴ Monterrosa, Heidi. (3 de Mayo de 2018). "Las reservas de petróleo alcanzan para 5,7 años y las de gas, para 11,7 años". URL: <https://www.larepublica.co/economia/reservas-de-petroleo-alcanzan-para-57-anos-y-las-de-gas-para-117-anos-2721548>

- S. Al margen de la veracidad de los estudios citados por la UPME, el Ministerio de Minas y Energía adopta el "Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural-2016" presentado por la UPME a través de la Resolución 40006 del 4 de enero de 2017 (Ver Anexo 6). En dicho acto administrativo el Ministerio ratifica la necesidad de ejecutar el proyecto de una planta de regasificación en la cuenca del Océano Pacífico, y le ordena a la UPME adelantar los procesos de selección necesarios para la ejecución de los proyectos incluidos en ese plan, conforme a la reglamentación que expida la CREG según los criterios ya mencionados del artículo 5 del Decreto 2345 de 2015.
- T. Aquí es importante explicar que en el transporte internacional de gas este producto suele someterse a un proceso fisicoquímico donde se le pasa del estado gaseoso al líquido (Gas Natural Licuado o GNL) para que de esta forma ocupe menos volumen y así pueda transportarse mayor cantidad. Sin embargo, una vez transportado es necesario realizar el proceso contrario de pasarlo del estado líquido al gaseoso nuevamente, para así poder incorporarlo en las redes nacionales de transporte y distribución. Este segundo proceso se llama regasificación y requiere de complejas y costosas terminales o infraestructuras técnicas conocidas como "plantas gasificadoras" o "regasificadoras" que suelen ubicarse cerca a los puertos donde se reciben las importaciones.
- U. Actualmente Colombia cuenta con una planta de este tipo en la costa atlántica en Cartagena⁵, cuyo objetivo es darle confiabilidad al sector eléctrico para la generación de energía eléctrica en situaciones de baja hidrología (Fenómeno de EL NIÑO) o de restricciones en la infraestructura (STN) por fallas técnicas o atentados de terceros, por lo tanto, es usada casi que exclusivamente por el sector térmico cubriendo así sus picos de demanda.
- V. Teniendo en cuenta la importancia de las plantas de regasificación en el proceso de importación de gas natural, resulta evidente que el país va a necesitar tarde o temprano contar con plantas regasificadoras que sirvieran para inyectar el GNL importado al mercado local, puesto que sin esta infraestructura es imposible hacer este proceso.
- W. Esto significa que en el futuro cercano las plantas regasificadoras serán indispensables para Colombia, convirtiéndose así en "facilidades esenciales", concepto del que se habla ampliamente en el derecho de la competencia. Esto también ha sucedido en otros países y es por eso por lo que las infraestructuras de regasificación reciben el estatus de facilidades esenciales en el marco regulatorio.

⁵ La planta de gasificación de Cartagena es operada por la Sociedad Portuaria EL Cayao S.A ESP.

internacional⁶ puesto que su uso es absolutamente necesario para poder participar en el mercado del gas importado. Es por eso por lo que resulta peligroso que un solo privado sea el titular de estas infraestructuras puesto eso le daría el monopolio del gas importado y podría controlar a voluntad el ingreso del GNL.

X. Por otro lado, la importancia y necesidad de estas plantas regasificadoras, haría que construirlas y operarlas se volviera un negocio altamente rentable. Lo cual, naturalmente atraería mucha inversión privada deseosa de obtener beneficios de las plantas. Es obvio que, cuando el gas producido en Colombia empiece a escasear y la principal oferta provenga del exterior, las plantas regasificadoras tendrían una demanda importante.

Y. Este negocio sería incluso llamativo para los actuales participantes del mercado de gas, como los productores de gas que verían en las plantas un respaldo para su negocio o los comerciantes a quienes las plantas les servirían para abaratar los costos en el proceso de importación, y principalmente a los transportadores pues podrían conectar estas plantas con sus gasoductos y así ampliar la cobertura y priorizar el transporte del gas importado.

Z. Esto da cuenta del atractivo económico que representan este tipo de plantas regasificadoras y de la cantidad de posibles inversionistas que estarían dispuestos a invertir en proyectos de este tipo. Sin embargo, la remuneración por la ejecución de proyectos de confiabilidad y seguridad del sistema que contempla el Decreto 2345 de 2015 en su artículo 5, desincentiva la inversión privada, puesto que beneficia solamente al inversionista que quedé seleccionado y le da una posición de monopolio sobre el resto de los inversionistas que no podrían competir con un particular que tiene garantizada una remuneración forzada del público.

AA. Esto afecta significativamente la libre competencia del mercado, puesto que el inversionista seleccionado por la UPME no correría ningún riesgo económico ejecutando el proyecto, a diferencia de los inversionistas privados que tendrán que asumir todos los riesgos por cuenta propia. Esto implicaría, además, que el inversionista seleccionado podría abaratar sus costos operativos – gracias al respaldo que le da la remuneración – de tal forma que el precio de sus servicios sea inferior al de los demás inversionistas y así sacarlos del mercado.

⁶ Informe final Marco regulatorio internacional De la industria de regasificación De gas natural licuado. Comisión nacional de energía 30 de diciembre de 2010, Centro de regulación y competencia. Fundación facultad de derecho. Universidad de Chile: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/Informe_Final_RegCom_GNL.pdf.

BB. Es así como la remuneración que establece el decreto 2345 de 2015 indirectamente está creando un monopolio a favor de un privado para la explotación del negocio de regasificación de GNL en la cuenca del Pacífico (que surte al centro y suroccidente del país) porque genera condiciones anticompetitivas que hacen indeseable para cualquier otro agente participar en dicho negocio.

CC. Este escenario no solo muestra la grave afectación a la libre competencia que generan el Decreto 2345 de 2015 y la Resolución 40006 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía, sino que también da cuenta lo incensario que es remunerar el Proyecto Planta de Regasificación del Pacífico. La lógica de la remuneración de proyectos de infraestructura que contempla la ley 143 de 1994 es que el Estado debe asistir al privado a costear los gastos de un proyecto necesario que tienen el riesgo de no ser rentables para el inversionista que los ejecuta. Sin embargo, como se ha visto y como ha dicho la UPME en sus proyecciones de abastecimiento, esta planta va a ser tan necesaria en un mediano y largo plazo para paliar la demanda nacional de gas, que sería perfectamente rentable para quien sea que la construya. Lo cual implica que a la larga no habría razón para que esta inversión privada sea remunerada a costa de los usuarios de la demanda esencial – incluidos los usuarios residenciales del servicio de gas domiciliario – como lo ordena el artículo 5 del Decreto 2345 de 2015.

DD. En ese orden de ideas, si en efecto se llegara a remunerar la ejecución del Proyecto Planta de Regasificación del Pacífico a un inversionista que sea seleccionado por la UPME a través de “mecanismos abiertos y competitivos” reglamentados por la CREG, se constituiría un enriquecimiento sin justa causa a favor de ese privado. Esto, ya que esa remuneración es un beneficio económico que enriquece a un inversionista – al librarlo de los costos y riesgos de la ejecución de un proyecto que tiene ánimo de lucro privado –; porque la remuneración se hace forzosamente y a costa de los intereses económicos de los usuarios de la demanda esencial que tendrán que asumir mayores costos y tarifas por el servicio de gas natural, y porque esta remuneración no tiene ningún sentido razonable en la medida en que alguien más hubiera podido ejecutar el mismo proyecto por su propia cuenta sin ninguna remuneración o incentivo económico. En otras palabras, el Decreto 2345 de 2015 está aumentando el patrimonio de un privado, correlativamente está empobreciendo o disminuyendo el patrimonio de alguien más, y tal enriquecimiento no tiene fundamento jurídico.

EE. A pesar de los errores en lo que incurrió el Decreto 2345 de 2015 por concebir una remuneración por la ejecución de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural y de lo discutible que es la necesidad de los proyectos sugeridos por

la UPME, la CREG siguió adelante y reglamentó el proyecto Planta de Regasificación del Pacífico a través de la Resoluciones 107 y 152 de 2017.

FF. El artículo 9 de la Resolución 107 de 2017 estableció que la metodología de remuneración de los inversionistas que ejecuten el proyecto Planta de Regasificación del Pacífico se hará a través del pago de un porcentaje – de hasta el 42% – del “Ingreso Anual esperado” por el inversionista por la ejecución del proyecto. Dicho Ingreso Anual Esperado incluye todos los rubros de preconstrucción, construcción, y operación del proyecto.

“Artículo 9. Ingreso anual esperado. 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 se utilizará para calcular el valor de la oferta, y (ii) reportar el porcentaje del ingreso anual esperado, 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 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 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 periodo de pagos y en el contexto de las leyes y la reglamentación vigente.

El proponente, con la presentación de su oferta, acepta que el 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.”

GG. Lo anterior implica que la CREG está ordenando que un proyecto privado sea financiado hasta en un 42%, remuneración que ni siquiera propondría del presupuesto nacional, sino que sería cargado a los usuarios de la demanda esencial, especialmente a los usuarios residenciales del servicio público de gas domiciliario, es decir, la mayor parte de los hogares colombianos⁷(Ver Anexo 7) Lo cual resulta inaudito si se considera que esta remuneración a cargo de los usuarios no les reporta ningún tipo de utilidad ni contraprestación directa. En ese orden de ideas, si el proyecto costara US \$ 700 millones, la CREG espera que los usuarios remuneren hasta \$ US 294 millones. Todo esto parece más una especie de subsidio antes que una remuneración.

HH. De acuerdo con el esquema de remuneración planteado por la CREG, el inversionista seleccionado a quién se le adjudique la ejecución de este proyecto no tendría que correr con el más mínimo riesgo puesto que el “Ingreso Anual Esperado” cubre todos los gastos de la ejecución, como la preconstrucción – que incluye costos de licencias, estudios y servidumbres – construcción y operación.

II. Este modelo remuneratorio adoptado unilateralmente por la CREG no fue notificado ni consultado a los usuarios de la demanda esencial, a quienes se les va a cargar forzosamente la obligación de financiar el proyecto sin siquiera saberlo. Con lo cual, los usuarios del servicio de gas van a tener que pagar un mayor cargo en su factura de gas perjudicándolos económicamente y desincentivando un sector que ha generado crecimiento en la economía y desarrollo del país.

JJ. Vale la pena echar un vistazo al marco regulatorio internacional⁸ de la industria de regasificación GNL para comparar y concluir que, en el modelo de negocio, la participación del privado y del Estado en dichas infraestructuras se atienden las normas de competencia, lo cual no sucede en Colombia para el caso en cuestión. Adicionalmente, en ninguno de los países se impone a la demanda esencial de gas a asumir el costo de este tipo de infraestructura en caso de que no se remunere la inversión con contratos de interesados directos en acceder al terminal de regasificación.

KK. Por otro lado, en ninguna de las resoluciones de la CREG que reglamentan la ejecución del Proyecto Planta de Regasificación del Pacífico (Resoluciones CREG 107 y 152 de 2017; o las que las adicionen o modifiquen) se establece ni se deja

⁷ <http://www.portafolio.co/economia/nueve-millones-de-personas-en-el-pais-va-usar-gas-natural-515364%20>

⁸ Informe final Marco regulatorio internacional De la industria de regasificación De gas natural licuado. Comisión nacional de energía 30 de diciembre de 2010, Centro de regulación y competencia. Fundación facultad de derecho. Universidad de Chile:

https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/Informe_Final_RegCom_GNL.pdf

claro bajo que modalidad de negocio jurídico se va a adelantar la ejecución de los proyectos por parte del inversionista seleccionado. Lo cual, genera incertidumbre jurídica puesto que el esquema que se propone (comprometer dineros del público para la remuneración de una inversión totalmente privada que ni siquiera va a ser bien estatal) no parece conciliable con ningún tipo de modelo de contratación, ya que no se trata de una licitación para un contrato de obra ni tampoco de un contrato de concesión.

LL. Esta incertidumbre jurídica se acentúa más cuando se observa que en los documentos que la UPME publica bajo el nombre de "Prepublicación Convocatoria Pública UPME Gas Natural 01 - 2018 Infraestructura de regasificación en el pacífico colombiano", que se basan en las resoluciones CREG 107 y 152 de 2017, se dice que la selección que se haga resultado de dicha convocatoria no dará lugar a una relación contractual con el Estado ni ninguna entidad pública⁹, como se lee a continuación.

"Inexistencia de contrato

- *El presente proceso de selección no tiene como objeto o efecto la suscripción de contrato alguno con la UPME, CREG u otras entidades del Estado. • Ninguna entidad estatal asumirá obligación alguna para con el inversionista adjudicatario. No existe obligación alguna de pago por parte de entidades estatales para con el adjudicatario. El Ingreso Anual Esperado (IAE) no será pagado por entidades estatales.*
- *No se trata de una concesión, no hay reversión al Estado. El Estado no presta los servicios asociados a la infraestructura objeto del proceso.*
- *El proceso de selección culmina con la emisión de una resolución por parte de la CREG en la que se establece el IAE para el adjudicatario.*
- *Las principales obligaciones del adjudicatario son las comprendidas en las normas vigentes, los DSI y la resolución que oficialice el ingreso regulado"*

(Documentos Selección del Inversionista y el Auditor para el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de la Planta de Regasificación del Pacífico y el Gasoducto Buenaventura - Yumbo Estructura Jurídica)¹⁰ (Ver Anexo 9)

MM. Debe notarse cómo se pretende entregar un subsidio con el dinero de los colombianos a un inversionista privado por un proyecto multimillonario que va a crear un monopolio de la regasificación de las importaciones de gas, y que además todo esto se haga sin que se exija un contrato. Más grave y abierta contradicción a las leyes de competencia y de contratación estatal no puede existir.

⁹ <http://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Paginas/Convocatorias-gas-natural.aspx>

¹⁰ <http://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Paginas/Convocatorias-gas-natural.aspx>

NN. Esto último es jurídicamente incoherente porque no es posible que un privado adquiriera la obligación de ejecutar un proyecto como el de la Planta de Regasificación del Pacífico y que a su vez el Estado le garantice su remuneración, sin la celebración de un contrato de por medio. Lo que propone la UPME en el documento titulado “Prepublicación Convocatoria Pública UPME Gas Natural 01 – 2018 Infraestructura de regasificación en el pacífico colombiano” es fácticamente una convocatoria para adjudicar un contrato, incluso si la UPME le pone otro nombre.

OO. El hecho de que la UPME considere que no es necesario que haya un contrato que regule la ejecución y remuneración del proyecto Planta de Regasificación del Pacífico da cuenta de la falta de fundamento jurídico que soporte semejante operación. Igualmente, la negación de la existencia de un contrato en el presente caso es una muestra de absoluta negligencia por parte del Estado a la hora de intervenir los servicios públicos, puesto que sin la celebración de un contrato que regule los proyectos del Plan no habría forma efectiva de vigilar su ejecución ni de atribuir responsabilidad por la mala gestión de las obras ni de los dineros recaudados del público.

PP. Aquí es válido mencionar que todas las circunstancias indican que la sociedad a la que se le va a adjudicar la ejecución del proyecto es la transportadora de gas TGI S.A. ESP¹¹, que hace parte del Grupo Energía de Bogotá- GEB (Ver Anexos 8 y 11), puesto que prácticamente es la única sociedad que cumple con los requisitos planteados por la CREG y la UPME. Esto resulta preocupante, porque esta empresa tiene un control casi total del transporte de gas en el centro y suroccidente del país, y con la adquisición de la planta de regasificación se le estaría otorgando a una fuente prácticamente ilimitada de “producción” de gas. Esto a todas luces atentaría con la integración vertical que hay en el sector de los hidrocarburos, porque esta empresa ejercería tanto la producción como el transporte de gas, lo cual está estrictamente prohibido. Tanto peor aún si se considera que la planta de gasificación se le entregaría prácticamente subsidiada por la remuneración en cuestión¹².

QQ. En definitiva, el Ministerio de Minas y Energía, la CREG y la UPME están creando un monopolio para favorecer a un privado y van a obligar a los

¹¹ TGI es la compañía de transporte de gas natural más grande del país con una participación del 47,6% en el mercado y una infraestructura de gasoductos de 3.957 kilómetros. TGI atiende las zonas más pobladas de Colombia tales como Bogotá, Medellín, Bucaramanga, el Eje Cafetero y el Piedemonte Llanero.

¹² Esto es tanto como decir que a un inversionista privado que tiene la intención de explorar y producir hidrocarburos en Colombia se le subsidiarían las inversiones que debe realizar garantizándole un ingreso y un retorno aun cuando su búsqueda de hidrocarburos no sea exitosa.

colombianos a pagarlo. Tremendo gol el que se pretende hacer al derecho a la libre competencia con el esquema que se está ejecutando.

III. ACCIONES CONCRETAS DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA QUE ATENTAN CONTRA EL DERECHO E INTERES COLECTIVO A LA LIBERTAD ECONÓMICA

1. La expedición del Decreto 2345 de 2015 que, como se pudo observar en el fundamento fáctico, y como se analizará más adelante en el análisis jurídico, vulnera el derecho colectivo a la libertad económica en la medida en que:
 - i. Desconoce el mandato de una norma superior, el Plan Nacional de Desarrollo 2014- 2018 -- Ley 1753 de 2015, en la medida que permite la ejecución de proyectos de confiabilidad y/o sin la necesidad de la verificación de la demanda a contratar y a pagar.
 - ii. Desconoce que los proyectos de confiabilidad y seguridad, en la medida que son una infraestructura productiva o útil, también son negocios y fuente de riqueza para quien los posea.
 - iii. Ordena la remuneración de la ejecución de los proyectos de seguridad y confiabilidad del sistema, permitiendo que dichas infraestructuras sean de propiedad de los particulares que las ejecuten, entregando, por lo tanto, un negocio rentable a un privado.
 - iv. Permite que dicha remuneración injustificada se haga mediante el cobro de cargos fijos y/o variables de la factura del servicio público de gas natural de todos los usuarios de la *demanda esencial*, garantizando el éxito de un negocio privado con dineros del público, es decir, casi un subsidio.

2. La expedición de la Resolución 40006 del 4 de enero de 2017 "Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural", que va en contra de la información de la producción y perspectiva del mercado de gas natural. Esta norma ordena la ejecución de la Planta de Gasificación del Pacífico, a pesar de que dicha infraestructura no es necesaria ni garantiza la confiabilidad del sistema, con lo cual, la única finalidad del proyecto es otorgarle un negocio a un particular.

IV. ANEXOS

A. Un CD, que contiene una copia de la petición, así como todos los documentos a los que se hicieron referencia:

1. Copia de las paginas 228, 229 y 230 de las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018, que hace parte integra de la Ley 1753 de 2015 en virtud de su artículo 3, el cual también puede ser encontrado íntegramente en la página web del DNP, o en la siguiente dirección URL:

<https://www.dnp.gov.co/Plan-Nacional-de-Desarrollo/paginas/que-es-el-plan-nacional-de-desarrollo.aspx>

2. Copia de los primeros 3 artículos de la Ley 1753 de 9 de junio de 2015 “Por la Cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 ‘TODOS POR UN NUEVO PAÍS, la cual también puede ser encontrada íntegramente en la página web de la Secretaría del Senado o en la siguiente dirección URL:
http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1753_2015.html
3. Copia del Decreto 2345 de 2015 expedido por el Ministerio de Minas y Energía, el cual también puede ser encontrado en la página web de la entidad o en la siguiente dirección URL:
<http://wp.presidencia.gov.co/sitios/normativa/decretos/2015/Decretos2015/DECRETO%202345%20DEL%203%20DE%20DICIEMBRE%20DE%202015.pdf>
4. Copia de la Resolución 40052 de 2016 del Ministerio de Minas y Energía, que también puede ser encontrado en la página web de la entidad o en la siguiente dirección URL:
http://servicios.minminas.gov.co/compilacionnormativa/docs/resolucion_minminas_40052_2016.htm
5. Copia de las páginas 91 y 93 del Plan Transitorio de Abastecimiento Gas Natural, versión noviembre de 2016, documento que puede encontrarse íntegramente en la siguiente dirección URL:
http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_Transitorio_Abastecimiento_Gas_Natural.pdf
6. Copia de la Resolución 40006 del 4 de enero de 2017 “Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural”, que también puede encontrarse en la siguiente dirección URL:
<https://www.minminas.gov.co/documents/10180/23517/37343-Resoluci%C3%B3n-40006-4Ene2017.pdf>
7. Copia del artículo de prensa titulado “Nueve millones de usuarios en el país ya usan gas natural”, publicado en la revista Portafolio, que también puede encontrarse en la página web del medio de comunicación en la siguiente URL:
<http://www.portafolio.co/economia/nueve-millones-de-personas-en-el-pais-ya-usan-gas-natural-515364>
8. Copia del artículo de prensa titulado “Licitemos en la Regasificadora del Pacífico”, publicado en la revista La República, que también puede encontrarse en la página web del medio de comunicación en la siguiente URL:

<https://www.larepublica.co/economia/licitaremos-en-la-regasificadora-del-pacifico-2494336>

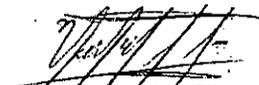
9. Copia del documento de la UPME titulado "Documentos Selección del Inversionista y el Auditor para el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de la Planta de Regasificación del Pacífico y el Gasoducto Buenaventura – Yumbo Estructura Jurídica", que se encuentra publicado en la página de la entidad en la siguiente URL:
http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Convocatorias-GN/UPME-01-2018/Presentacion/Presentacion_DSI.pdf
10. Copia del artículo de prensa titulado "Las reservas de petróleo alcanzan para 5,7 años y las de gas, para 11,7 años", publicado en la revista La República, que también puede encontrarse en la página web del medio de comunicación en la siguiente URL: <https://www.larepublica.co/economia/reservas-de-petroleo-alcanzan-para-57-anos-y-las-de-gas-para-117-anos-2721548>
11. Copia del artículo de prensa titulado "*Regasificadora del Pacífico, la apuesta grande del GEB*" publicado por la revista Portafolio, el martes 31 de julio de 2018.

V. NOTIFICACIONES

Correo electrónico: victorianojota78@gmail.com; victorjropa@yahoo.es;

Dirección: Carrera 12 # 84-12, oficina 502, Bogotá D.C.

Teléfono: (1) 309 90 00


Victoriano Joropa Catimay
C.C. 74.849.250 de Orocué

ANEXO C

**Constancia de solicitud de protección
del derecho colectivo – Comisión de
Regulación de Energía y Gas- CREG**

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)
No. RADICACION: E-2018-008995 05/Sep/2018-10:32:28
MEDIO: CORREO No. FOLIOS: 13 ANEXOS: 1 CD
ORIGEN VICTORIANO JOROPA CATIMAY
DESTINO Christian Jaramillo

Bogotá D.C.

Señores:

Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG
Bogotá D.C

Asunto: Petición protección de derechos colectivos

Yo, VICTORIANO JOROPA CATIMAY identificado con C.C. 74.849.250 de Orocué, residente en la ciudad de Yopal, Casanare, en ejercicio del derecho de petición que consagra el artículo 23 de la Constitución Política de Colombia y las disposiciones pertinentes del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso administrativo; y con la intención de que se proteja el derecho colectivo a la libre competencia económica, respetuosamente presento la siguiente:

I. PETICIÓN:

Que se tomen las medidas necesarias para detener la violación al derecho colectivo a la libre competencia económica, causado por la reglamentación y ejecución del proyecto PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACIFICO, específicamente por las Resoluciones 107 y 152 de 2017, expedidas por la CREG.

Esta solicitud la hago teniendo en cuenta los siguientes:

II. ANTECEDENTES Y FUNDAMENTOS DE HECHO

- A. El Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 -Ley 1753 de 2015 ordena la ejecución de proyectos para ampliar la cobertura y garantizar la confiabilidad del sistema nacional de transporte (SNT) y distribución de gas natural a través de mecanismos de competencia. Tales mecanismos serán reglamentados por la Comisión de Regulación de Energía y GAS -CREG y aplicados por la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME cuando se haya verificado la prioridad de los

proyectos y se haya constatado la disposición de la demanda a contratar y a pagar por los mismos.

- B. El tenor literal del Plan Nacional de Desarrollo -Ley 1753 de 2015– Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018- Página 230 (Ver Anexo 1), que hace parte íntegra de esta ley en virtud de su artículo 3 (Ver Anexo 2) – es el siguiente:

*“b. Expansión y consolidación del mercado de gas combustible
(...)”*

También se adoptarán medidas regulatorias encaminadas a promover la expansión oportuna del sistema nacional de transporte, así como la ejecución de proyectos de confiabilidad del sistema y los sistemas de distribución, mediante el uso de mecanismos de competencia. Dichos mecanismos deberán ser aplicados por la UPME cuando su planeación indicativa lleve a identificar proyectos con carácter prioritario, y una vez se haya constatado la disposición de la demanda a contratar y pagar por dichos proyectos tras la aplicación de herramientas regulatorias definidas por la CREG. (Negrita y subrayado fuera del texto original)

- C. Debe notarse que los mecanismos competitivos de los que habla la norma se deben aplicar una vez se haya constatado la demanda a pagar por las obras de confiabilidad. Esa verificación es entonces requisito necesario para la ejecución de los proyectos en cuestión.
- D. El 3 de diciembre de 2015 el Ministerio de Minas y energía expidió el Decreto 2345 de 2015 “Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural” (Ver Anexo 3). Con el cual se pretende dar cumplimiento al mandato que hizo la Ley 1753 de 2015 en relación con la expansión de cobertura y confiabilidad del sistema de transporte y distribución de gas natural.
- E. El artículo 4 de dicho decreto ordena que se elabore y se adopte un Plan de Abastecimiento de Gas Natural en el cual se identifiquen los proyectos que sea necesario ejecutar para garantizar la seguridad de abastecimiento confiabilidad del servicio de gas natural.

- F. El artículo 5 ibidem por su parte establece los criterios que deberá seguir la CREG a la hora de expedir la reglamentación aplicable a los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural de los que habla el artículo 4. Entre dichos criterios el numeral 1 establece que, que en los proyectos de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento no será necesario constatar primero la disposición de la demanda a contratar antes de aplicar los mecanismos abiertos y competitivos.
- G. Lo anterior entra en abierta contradicción y violación directa con lo dispuesto en la Ley 1753 de 2015, la cual reza de manera clara que; **DICHA CONSTATAción SÍ DEBE HACERSE PARA ESTE TIPO DE PROYECTOS.** Para ser más claros, una norma de menor jerarquía (decreto), no puede estar en contradicción de la norma superior que le sirve de sustento (Ley) y los actos administrativos que se deriven de dicho yerro, no pueden darle un sentido y alcance diferente a la norma otorgante. El tenor literal del artículo de la norma inferior, el Decreto 2345 de 2015 dice:

"Artículo 5°. El Artículo 2.2.2.2.29 del Capítulo II – Aseguramiento del Abastecimiento de Gas Natural del Título II del Sector de Gas, será del siguiente tenor:

"Artículo 2.2.2.2.29. Inversiones del Plan de Abastecimiento de Gas Natural. La CREG deberá expedir la siguiente regulación aplicable a los proyectos incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural:

1. 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. En caso de que los primeros de los proyectos mencionados no sean desarrollados por el agente, los mismos deberán ser desarrollados como resultado de la aplicación de mecanismos abiertos y competitivos.

2. Condiciones para la aplicación de mecanismos abiertos y competitivos. En el caso de los proyectos que no sean de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento, los mecanismos abiertos y competitivos que diseñe la CREG deberán revelar la disposición de la demanda a contratar dichas expansiones tras la aplicación de los referidos mecanismos.

3. Obligaciones de los agentes que, en primera instancia, pueden desarrollar proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural como complemento de su infraestructura existente para garantizar su entrada en operación oportuna. Estas obligaciones contemplarán, entre otros, mecanismos para manifestar su interés y los mecanismos de cubrimiento y de auditoría a que haya lugar.

4. Obligaciones de los agentes a los que se les asigne la construcción y operación de los proyectos mediante mecanismos abiertos y competitivos, para garantizar su entrada en operación oportuna. Estas obligaciones contemplarán, entre otros, los mecanismos de cubrimiento y de auditoría a que haya lugar.

5. Metodologías de remuneración. En el caso de proyectos de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento, estas metodologías tendrán en cuenta el costo de racionamiento de cada uno de ellos, así como otras variables técnicas que determine la CREG en el ejercicio de sus funciones. La mencionada metodología podrá considerar la remuneración de los activos de confiabilidad mediante cargos fijos y variables.

Todos los usuarios, incluyendo los de la Demanda Esencial, deberán ser sujetos de cobro para remunerar los proyectos de confiabilidad y seguridad de abastecimiento de los que son beneficiarios. Ningún usuario deberá pagar un costo superior a su costo de racionamiento.

Parágrafo. La UPME será responsable de la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos a los que se refiere este artículo". (Negrita y subrayado por fuera del texto original)

- H. El numeral 1 del artículo 5º antes transcrito, establece que los proyectos “de confiabilidad y seguridad del sistema” se ejecutarán como resultado de la aplicación de mecanismos abiertos y competitivos. Es decir, la ejecución estará a cargo del inversionista privado que quede seleccionado en tales procesos; pero esto inversionista privado que será dueño del proyecto, tal como lo probaremos, no asume riesgo alguno en la ejecución de este.
- I. Ahora, el numeral 5 del artículo 5 del Decreto 2345 de 2015 dispone que la ejecución de dichos proyectos – que si bien tienen una utilidad pública son un negocio privado – estará remunerada, lo cual resulta contradictorio puesto que se trata de una inversión privada que genera un lucro privado y unos bienes privados. Esto se opone a los principios fundamentales sobre los que se edifica la función administrativa y se dirige en contravía al interés público y al bien común.
- J. Dicho numeral establece que corresponderá a la CREG reglamentar la forma en la que los proyectos de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento serán remunerados, y abre la posibilidad a que dicha remuneración se haga a través de cargos fijos o variables de las facturas del servicio de gas natural. Lo cual hace referencia a los cargos que se incluyen en las facturas de los servicios públicos que reciben cada mes los colombianos, en este caso, de la factura del servicio de gas natural domiciliario.

- K. De la lectura de la norma transcrita anteriormente se puede concluir que los proyectos de confiabilidad y/o seguridad del abastecimiento de gas natural no serán propiedad de la nación u otra entidad del Estado, sino del inversionista privado que los ejecute, porque de lo contrario no sería necesario hablar de “remuneración” sino simplemente del costo de la obra o la contraprestación de una concesión.
- L. Por otro lado, la norma citada implica que el costo de la remuneración no será asumido por las arcas del Estado sino por los usuarios y recaudado a través de la factura del servicio público. Es decir, que se harán “procesos competitivos” para seleccionar un inversionista que tendrá el derecho y deber de construir los proyectos del Plan, todo o en parte, con pagos de los usuarios del servicio de gas en Colombia, quienes deberán pagarlos como parte de su factura mensual por el servicio, úsese o no los proyectos. Con lo cual, ese inversionista privado no tendría riesgo económico alguno puesto que su proyecto se financiaría forzosamente con el dinero de los usuarios, y lo que es peor, al final de la ejecución el proyecto seguirá siendo propiedad del inversionista y no del Estado ni de los usuarios que pagaron por él. Además, este inversionista tendría una posición de monopolio en ese mercado pues nadie más podría construir ese proyecto ni competir con él. Esto constituye la más absoluta y abierta contradicción con la libre competencia y con el precepto ético de que los pagos de los usuarios de servicios públicos domiciliarios no deben ser fuerte para enriquecer a personas privadas.
- M. Dando continuidad al proceso iniciado con el Decreto 2345 de 2015 el Ministerio de Minas y Energía expide la Resolución 40052 de 2016 (Ver Anexo 4) mediante la cual se establecieron los criterios que debe considerar la UPME para la elaboración del Plan de Abastecimiento de Gas Natural y qué tipo de proyectos se debe incluir en este.
- N. Cumpliendo con el anterior mandato la UPME elabora el “Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural -2016”¹ y lo pone a consideración del Ministerio de Minas y Energía mediante documento con radicado 2016080095 de 2016. En dicho plan transitorio, la UPME referencia varios estudios técnicos sobre la actual oferta y demanda interna de gas natural y las proyecciones a futuro de estas.
- O. De acuerdo con los informes de la UPME, en los próximos años la demanda de gas superará la oferta nacional – principalmente por la supuesta escasez de reservas de gas natural del país –, esto llevaría a un inminente desabastecimiento del

¹ El documento completo se puede encontrar en la siguiente dirección URL:

http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_Transitorio_Abastecimiento_Gas_Natural.pdf

- S. Al margen de la veracidad de los estudios citados por la UPME, el Ministerio de Minas y Energía adopta el "Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural-2016" presentado por la UPME a través de la Resolución 40006 del 4 de enero de 2017 (Ver Anexo 6). En dicho acto administrativo el Ministerio ratifica la necesidad de ejecutar el proyecto de una planta de regasificación en la cuenca del Océano Pacífico, y le ordena a la UPME adelantar los procesos de selección necesarios para la ejecución de los proyectos incluidos en ese plan, conforme a la reglamentación que expida la CREG según los criterios ya mencionados del artículo 5 del Decreto 2345 de 2015.
- T. Aquí es importante explicar que en el transporte internacional de gas este producto suele someterse a un proceso fisicoquímico donde se le pasa del estado gaseoso al líquido (Gas Natural Licuado o GNL) para que de esta forma ocupe menos volumen y así pueda transportarse mayor cantidad. Sin embargo, una vez transportado es necesario realizar el proceso contrario de pasarlo del estado líquido al gaseoso nuevamente, para así poder incorporarlo en las redes nacionales de transporte y distribución. Este segundo proceso se llama regasificación y requiere de complejas y costosas terminales o infraestructuras técnicas conocidas como "plantas gasificadoras" o "regasificadoras" que suelen ubicarse cerca a los puertos donde se reciben las importaciones.
- U. Actualmente Colombia cuenta con una planta de este tipo en la costa atlántica en Cartagena⁵, cuyo objetivo es darle confiabilidad al sector eléctrico para la generación de energía eléctrica en situaciones de baja hidrología (Fenómeno de EL NIÑO) o de restricciones en la infraestructura (STN) por fallas técnicas o atentados de terceros, por lo tanto, es usada casi que exclusivamente por el sector térmico cubriendo así sus picos de demanda.
- V. Teniendo en cuenta la importancia de las plantas de regasificación en el proceso de importación de gas natural, resulta evidente que el país va a necesitar tarde o temprano contar con plantas regasificadoras que sirvieran para inyectar el GNL importado al mercado local, puesto que sin esta infraestructura es imposible hacer este proceso.
- W. Esto significa que en el futuro cercano las plantas regasificadoras serán indispensables para Colombia, convirtiéndose así en "facilidades esenciales", concepto del que se habla ampliamente en el derecho de la competencia. Esto también ha sucedido en otros países y es por eso por lo que las infraestructuras de regasificación reciben el estatus de facilidades esenciales en el marco regulatorio

⁵ La planta de gasificación de Cartagena es operada por la Sociedad Portuaria EL Cayao S.A ESP.

internacional⁶ puesto que su uso es absolutamente necesario para poder participar en el mercado del gas importado. Es por eso por lo que resulta peligroso que un solo privado sea el titular de estas infraestructuras puesto eso le daría el monopolio del gas importado y podría controlar a voluntad el ingreso del GNL.

- X. Por otro lado, la importancia y necesidad de estas plantas regasificadoras, haría que construir las y operarlas se volviera un negocio altamente rentable. Lo cual, naturalmente atraería mucha inversión privada deseosa de obtener beneficios de las plantas. Es obvio que, cuando el gas producido en Colombia empiece a escasear y la principal oferta provenga del exterior, las plantas regasificadoras tendrían una demanda importante.
- Y. Este negocio sería incluso llamativo para los actuales participantes del mercado de gas, como los productores de gas que verían en las plantas un respaldo para su negocio o los comerciantes a quienes las plantas les servirían para abaratar los costos en el proceso de importación, y principalmente a los transportadores pues podrían conectar estas plantas con sus gasoductos y así ampliar la cobertura y priorizar el transporte del gas importado.
- Z. Esto da cuenta del atractivo económico que representan este tipo de plantas regasificadoras y de la cantidad de posibles inversionistas que estarían dispuestos a invertir en proyectos de este tipo. Sin embargo, la remuneración por la ejecución de proyectos de confiabilidad y seguridad del sistema que contempla el Decreto 2345 de 2015 en su artículo 5, desincentiva la inversión privada, puesto que beneficia solamente al inversionista que quede seleccionado y le da una posición de monopolio sobre el resto de los inversionistas que no podrían competir con un particular que tiene garantizada una remuneración forzada del público.
- AA. Esto afecta significativamente la libre competencia del mercado, puesto que el inversionista seleccionado por la UPME no correría ningún riesgo económico ejecutando el proyecto; a diferencia de los inversionistas privados que tendrán que asumir todos los riesgos por cuenta propia. Esto implicaría, además, que el inversionista seleccionado podría abaratar sus costos operativos – gracias al respaldo que le da la remuneración – de tal forma que el precio de sus servicios sea inferior al de los demás inversionistas y así sacarlos del mercado.

⁶ Informe final Marco regulatorio internacional De la industria de regasificación De gas natural licuado. Comisión nacional de energía 30 de diciembre de 2010, Centro de regulación y competencia. Fundación facultad de derecho. Universidad de Chile:

https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/Informe_Final_RegCom_GNL.pdf

- BB.** Es así como la remuneración que establece el decreto 2345 de 2015 indirectamente está creando un monopolio a favor de un privado para la explotación del negocio de regasificación de GNL en la cuenca del Pacífico (que surge al centro y suroccidente del país) porque genera condiciones anticompetitivas que hacen indeseable para cualquier otro agente participar en dicho negocio.
- CC.** Este escenario no solo muestra la grave afectación a la libre competencia que generan el Decreto 2345 de 2015 y la Resolución 40006 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía, sino que también da cuenta lo incensario que es remunerar el Proyecto Planta de Regasificación del Pacífico. La lógica de la remuneración de proyectos de infraestructura que contempla la ley 143 de 1994 es que el Estado debe asistir al privado a costear los gastos de un proyecto necesario que tienen el riesgo de no ser rentables para el inversionista que los ejecuta. Sin embargo, como se ha visto y como ha dicho la UPME en sus proyecciones de abastecimiento, esta planta va a ser tan necesaria en un mediano y largo plazo para paliar la demanda nacional de gas, que sería perfectamente rentable para quien sea que la construya. Lo cual implica que a la larga no habría razón para que esta inversión privada sea remunerada a costa de los usuarios de la demanda esencial – incluidos los usuarios residenciales del servicio de gas domiciliario – como lo ordena el artículo 5 del Decreto 2345 de 2015.
- DD.** En ese orden de ideas, si en efecto se llegara a remunerar la ejecución del Proyecto Planta de Regasificación del Pacífico a un inversionista que sea seleccionado por la UPME a través de “mecanismos abiertos y competitivos” reglamentados por la CREG, se constituiría un enriquecimiento sin justa causa a favor de ese privado. Esto, ya que esa remuneración es un beneficio económico que enriquece a un inversionista – al librarlo de los costos y riesgos de la ejecución de un proyecto que tiene ánimo de lucro privado – ; porque la remuneración se hace forzosamente y a costa de los intereses económicos de los usuarios de la demanda esencial que tendrán que asumir mayores costos y tarifas por el servicio de gas natural, y porque esta remuneración no tiene ningún sentido razonable en la medida en que alguien más hubiera podido ejecutar el mismo proyecto por su propia cuenta sin ninguna remuneración o incentivo económico. En otras palabras, el Decreto 2345 de 2015 está aumentando el patrimonio de un privado, correlativamente está empobreciendo o disminuyendo el patrimonio de alguien más, y tal enriquecimiento no tiene fundamento jurídico.
- EE.** A pesar de los errores en lo que incurrió el Decreto 2345 de 2015 por concebir una remuneración por la ejecución de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural y de lo discutible que es la necesidad de los proyectos sugeridos por

GG. Lo anterior implica que la CREG está ordenando que un proyecto privado sea financiado hasta en un 42%, remuneración que ni siquiera provendría del presupuesto nacional, sino que sería cargado a los usuarios de la demanda esencial, especialmente a los usuarios residenciales del servicio público de gas domiciliario, es decir, la mayor parte de los hogares colombianos⁷ (Ver Anexo 7). Lo cual resulta inaudito si se considera que esta remuneración a cargo de los usuarios no les reporta ningún tipo de utilidad ni contraprestación directa. En ese orden de ideas, si el proyecto costara US \$ 700 millones, la CREG espera que los usuarios remuneren hasta \$ US 294 millones. Todo esto parece más una especie de subsidio antes que una remuneración.

HH. De acuerdo con el esquema de remuneración planteado por la CREG, el inversionista seleccionado a quién se le adjudique la ejecución de este proyecto no tendría que correr con el más mínimo riesgo puesto que el “Ingreso Anual Esperado” cubre todos los gastos de la ejecución, como la precontrucción – que incluye costos de licencias, estudios y servidumbres – construcción y operación.

II. Este modelo remuneratorio adoptado unilateralmente por la CREG no fue notificado ni consultado a los usuarios de la demanda esencial, a quienes se les va a cargar forzosamente la obligación de financiar el proyecto sin siquiera saberlo. Con lo cual, los usuarios del servicio de gas van a tener que pagar un mayor cargo en su factura de gas perjudicándolos económicamente y desincentivando un sector que ha generado crecimiento en la economía y desarrollo del país.

JJ. Vale la pena echar un vistazo al marco regulatorio internacional⁸ de la industria de regasificación GNL para comparar y concluir que, en el modelo de negocio, la participación del privado y del Estado en dichas infraestructuras se atienden las normas de competencia, lo cual no sucede en Colombia para el caso en cuestión. Adicionalmente, en ninguno de los países se impone a la demanda esencial de gas a asumir el costo de este tipo de infraestructura en caso de que no se remunere la inversión con contratos de interesados directos en acceder al terminal de regasificación.

KK. Por otro lado, en ninguna de las resoluciones de la CREG que reglamentan la ejecución del Proyecto Planta de Regasificación del Pacífico (Resoluciones CREG 107 y 152 de 2017, o las que las adicionen o modifiquen) se establece ni se deja

⁷ <http://www.portafolio.co/economia/nueve-millones-de-personas-en-el-pais-va-usan-gas-natural-515364%20>

⁸ Informe final Marco regulatorio internacional De la industria de regasificación De gas natural licuado. Comisión nacional de energía 30 de diciembre de 2010, Centro de regulación y competencia. Fundación facultad de derecho. Universidad de Chile;

https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/Informe_Final_RegCom_GNL.pdf

claro bajo que modalidad de negocio jurídico se va a adelantar la ejecución de los proyectos por parte del inversionista seleccionado. Lo cual, genera incertidumbre jurídica puesto que el esquema que se propone (comprometer dineros del público para la remuneración de una inversión totalmente privada que ni siquiera va a ser bien estatal) no parece conciliable con ningún tipo de modelo de contratación, ya que no se trata de una licitación para un contrato de obra ni tampoco de un contrato de concesión.

LL. Esta incertidumbre jurídica se acentúa más cuando se observa que en los documentos que la UPME publica bajo el nombre de "Prepublicación Convocatoria Pública UPME Gas Natural 01 - 2018 Infraestructura de regasificación en el pacífico colombiano", que se basan en las resoluciones CREG 107 y 152 de 2017, se dice que la selección que se haga resultado de dicha convocatoria no dará lugar a una relación contractual con el Estado ni ninguna entidad pública⁹, como se lee a continuación.

"Inexistencia de contrato"

- *El presente proceso de selección no tiene como objeto o efecto la suscripción de contrato alguno con la UPME, CREG u otras entidades del Estado. Ninguna entidad estatal asumirá obligación alguna para con el inversionista adjudicatario. No existe obligación alguna de pago por parte de entidades estatales para con el adjudicatario. El Ingreso Anual Esperado (IAE) no será pagado por entidades estatales.*
- *No se trata de una concesión, no hay reversión al Estado. El Estado no presta los servicios asociados a la infraestructura objeto del proceso.*
- *El proceso de selección culmina con la emisión de una resolución por parte de la CREG en la que se estableció el IAE para el adjudicatario.*
- *Las principales obligaciones del adjudicatario son las comprendidas en las normas vigentes, los DSI y la resolución que oficialice el ingreso regulado"*

(Documentos Selección del Inversionista y el Auditor para el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de la Planta de Regasificación del Pacífico y el Gasoducto Buenaventura - Yumbo Estructura Jurídica)¹⁰ (Ver Anexo 9)

MM. Debe notarse cómo se pretende entregar un subsidio con el dinero de los colombianos a un inversionista privado por un proyecto multimillonario que va a crear un monopolio de la regasificación de las importaciones de gas, y que además todo esto se haga sin que se exija un contrato. Más grave y abierta contradicción a las leyes de competencia y de contratación estatal no puede existir.

⁹ <http://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Paginas/Convocatorias-gas-natural.aspx>

¹⁰ <http://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Paginas/Convocatorias-gas-natural.aspx>

NN. Esto último es jurídicamente incoherente porque no es posible que un privado adquiera la obligación de ejecutar un proyecto como el de la Planta de Regasificación del Pacífico y que a su vez el Estado le garantice su remuneración, sin la celebración de un contrato de por medio. Lo que propone la UPME en el documento titulado "Prepublicación Convocatoria Pública UPME Gas Natural 01 - 2018 Infraestructura de regasificación en el pacífico colombiano" es fácticamente una convocatoria para adjudicar un contrato, incluso si la UPME le pone otro nombre:

OO. El hecho de que la UPME considere que no es necesario que haya un contrato que regule la ejecución y remuneración del proyecto Planta de Regasificación del Pacífico da cuenta de la falta de fundamento jurídico que soporte semejante operación. Igualmente, la negación de la existencia de un contrato en el presente caso es una muestra de absoluta negligencia por parte del Estado a la hora de intervenir los servicios públicos, puesto que sin la celebración de un contrato que regule los proyectos del Plan no habría forma efectiva de vigilar su ejecución ni de atribuir responsabilidad por la mala gestión de las obras ni de los dineros recaudados del público.

PP. Aquí es válido mencionar que todas las circunstancias indican que la sociedad a la que se le va a adjudicar la ejecución del proyecto es la transportadora de gas TGI S.A. ESP¹¹, que hace parte del Grupo Energía de Bogotá- GEB (Ver Anexos 8 y 11), puesto que prácticamente es la única sociedad que cumple con los requisitos planteados por la CREG y la UPME. Esto resulta preocupante, porque esta empresa tiene un control casi total del transporte de gas en el centro y suroccidente del país, y con la adquisición de la planta de regasificación se le estaría otorgando a una fuente prácticamente ilimitada de "producción" de gas. Esto a todas luces atentaría con la integración vertical que hay en el sector de los hidrocarburos, porque esta empresa ejercería tanto la producción como el transporte de gas, lo cual está estrictamente prohibido. Tanto peor aún si se considera que la planta de gasificación se le entregaría prácticamente subsidiada por la remuneración en cuestión¹².

QQ. En definitiva, el Ministerio de Minas y Energía, la CREG y la UPME están creando un monopolio para favorecer a un privado y van a obligar a los

¹¹ TGI es la compañía de transporte de gas natural más grande del país con una participación del 47,6% en el mercado y una infraestructura de gasoductos de 3.957 kilómetros. TGI atiende las zonas más pobladas de Colombia tales como Bogotá, Medellín, Bucaramanga, el Eje Cafetero y el Piedemonte Llanero.

¹² Esto es tanto como decir que a un inversionista privado que tiene la intención de explorar y producir hidrocarburos en Colombia se le subsidiarían las inversiones que debe realizar garantizándole un ingreso y un retorno aun cuando su búsqueda de hidrocarburos no sea exitosa.

colombianos a pagarlo. Tremendo gol el que se pretende hacer al derecho a la libre competencia con el esquema que se está ejecutando.

III. ACCIONES CONCRETAS DE LA CREG QUE ATENTAN CONTRA LOS DERECHOS E INTERESES COLECTIVOS

La expedición de las Resoluciones 107 y 152 de 2017 por medio de las cuales se reglamenta la ejecución del proyecto Planta de Gasificación del Pacífico, así como todas aquellas de las modifiquen o adicionen, vulnera el derecho colectivo a la libertad económica porque:

- i. Crea un esquema innecesario de remuneración para la ejecución del proyecto Planta de Gasificación del Pacífico – *Ingreso Anual Esperado* – que enriquece injustificadamente a un particular por la ejecución de un negocio privado.
- ii. Impide que otros participantes del mercado de gas natural en Colombia, diferentes de los transportadores, puedan competir en los procesos de selección para la ejecución del proyecto afectando la competencia.
- iii. Desconoce que las infraestructuras de gasificación se consideran una fuente de gas, es decir, de producción, y que, por lo tanto, las reglas de integración vertical impedirían que los transportadores fueran también propietarios de este tipo de infraestructura.
- iv. No menciona nada respecto a la necesidad de un contrato estatal para la ejecución del proyecto dejando sin ningún soporte legal las obligaciones que este adquiriera.

IV. ANEXOS

A. Un CD, que contiene una copia de la petición, así como todos los documentos a los que se hicieron referencia:

1. Copia de las páginas 228, 229 y 230 de las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018, que hace parte integral de la Ley 1753 de 2015 en virtud de su artículo 3, el cual también puede ser encontrado íntegramente en la página web del DNP, o en la siguiente dirección URL: <https://www.dnp.gov.co/Plan-Nacional-de-Desarrollo/paginas/que-es-el-plan-nacional-de-desarrollo.aspx>
2. Copia de los primeros 3 artículos de la Ley 1753 de 9 de junio de 2015 “Por la Cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 ‘TODOS POR UN NUEVO PAÍS’, la cual también puede ser encontrada íntegramente en la página web de la Secretaría del Senado o en la siguiente dirección URL: http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1753_2015.html

3. Copia del Decreto 2345 de 2015 expedido por el Ministerio de Minas y Energía, el cual también puede ser encontrado en la página web de la entidad o en la siguiente dirección URL:

<http://wp.presidencia.gov.co/sitios/normativa/decretos/2015/Decretos2015/DECRETO%202345%20DEL%203%20DE%20DICIEMBRE%20DE%202015.pdf>

4. Copia de la Resolución 40052 de 2016 del Ministerio de Minas y Energía, que también puede ser encontrado en la página web de la entidad o en la siguiente dirección URL:

http://servicios.minminas.gov.co/compilacionnormativa/docs/resolucion_minminas_40052_2016.htm

5. Copia de las páginas 91 y 93 del Plan Transitorio de Abastecimiento Gas Natural, versión noviembre de 2016, documento que puede encontrarse íntegramente en la siguiente dirección URL:

http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_Transitorio_Abastecimiento_Gas_Natural.pdf

6. Copia de la Resolución 40006 del 4 de enero de 2017. “Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural”, que también puede encontrarse en la siguiente dirección URL:

<https://www.minminas.gov.co/documents/10180//23517//37343-Resoluci%C3%B3n-40006-4Ene2017.pdf>

7. Copia del artículo de prensa titulado “Nueve millones de usuarios en el país ya usan gas natural”, publicado en la revista Portafolio, que también puede encontrarse en la página web del medio de comunicación en la siguiente URL:

<http://www.portafolio.co/economia/nueve-millones-de-personas-en-el-pais-ya-usan-gas-natural-515364>

8. Copia del artículo de prensa titulado “Licitaremos en la Regasificadora del Pacífico”, publicado en la revista La República, que también puede encontrarse en la página web del medio de comunicación en la siguiente URL:

<https://www.larepublica.co/economia/licitaremos-en-la-regasificadora-del-pacifico-2494336>

9. Copia del documento de la UPME titulado “Documentos Selección del Inversionista y el Auditor para el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de la Planta de Regasificación del Pacífico y el Gasoducto Buenaventura – Yumbo Estructura Jurídica”, que se encuentra publicado en la página de la entidad en la siguiente URL:

http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Convocatorias-GN/UPME-01-2018/Presentacion/Presentacion_DSI.pdf

10. Copia del artículo de prensa titulado "Las reservas de petróleo alcanzan para 5,7 años y las de gas, para 11,7 años", publicado en la revista La República, que también puede encontrarse en la página web del medio de comunicación en la siguiente URL: <https://www.larepublica.co/economia/reservas-de-petroleo-alcanzan-para-57-anos-y-las-de-gas-para-117-anos-2721548>
11. Copia del artículo de prensa titulado "*Regasificadora del Pacífico, la apuesta grande del GEB*" publicado por la revista Portafolio, el martes 31 de julio de 2018.

V. NOTIFICACIONES

Correo electrónico: victorianojota78@gmail.com; victorjropa@yahoo.es;

Dirección: Carrera 12 # 84-12, oficina 502, Bogotá D.C.

Teléfono: (1) 309 90 00



Victoriano Joropa Catimay
C.C. 74.849.250 de Orocué

ANEXO D

**Constancia de solicitud de protección
del derecho colectivo – Unidad de
Planeación Minero Energética-
UPME**



Rad: 20181100054652
Destino: 100 DIRECCION GENERAL - Rem:
VICTORIANO JOROPA
Folios: 1 Anexos: 1 CD. 1 Copias: 0
2018-09-07 12:21 Cód veri: ef3b9

Bogotá D.C.

Señores:

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME
Bogotá D.C

Asunto: Petición protección de derechos colectivos

Yo, VICTORIANO JOROPA CATIMAY identificado con C.C. 74.849.250 de Orocué, residente en la ciudad de Yopal, Casanare, en ejercicio del derecho de petición que consagra el artículo 23 de la Constitución Política de Colombia y las disposiciones pertinentes del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso administrativo; y con la intención de que se proteja el derecho colectivo a la libre competencia económica, respetuosamente presento la siguiente:

I. PETICIÓN:

Que se tomen las medidas necesarias para detener la violación al derecho colectivo a la libre competencia económica, causado por la reglamentación y ejecución del proyecto PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACÍFICO, específicamente, la convocatoria para la selección del inversionista del proyecto que está adelantando la UPME.

Esta solicitud la hago teniendo en cuenta los siguientes:

II. ANTECEDENTES Y FUNDAMENTOS DE HECHO

- A. El Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 -Ley 1753 de 2015 ordena la ejecución de proyectos para ampliar la cobertura y garantizar la confiabilidad del sistema nacional de transporte (SNT) y distribución de gas natural a través de mecanismos de competencia. Tales mecanismos serán reglamentados por la Comisión de Regulación de Energía y GAS -CREG y aplicados por la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME cuando se haya verificado la prioridad de los

proyectos y se haya constatado la disposición de la demanda a contratar y a pagar por los mismos.

- B. El tenor literal del Plan Nacional de Desarrollo -Ley 1753 de 2015 – Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018- Página 230 (Ver Anexo 1), que hace parte íntegra de esta ley en virtud de su artículo 3 (Ver Anexo 2) – es el siguiente:

*“b. Expansión y consolidación del mercado de gas combustible
(...)”*

También se adoptarán medidas regulatorias encaminadas a promover la expansión oportuna del sistema nacional de transporte, así como la ejecución de proyectos de confiabilidad del sistema y los sistemas de distribución, mediante el uso de mecanismos de competencia. Dichos mecanismos deberán ser aplicados por la UPME cuando su planeación indicativa lleve a identificar proyectos con carácter prioritario, y una vez se haya constatado la disposición de la demanda a contratar y pagar por dichos proyectos tras la aplicación de herramientas regulatorias definidas por la CREG. (Negrita y subrayado fuera del texto original)

- C. Debe notarse que los mecanismos competitivos de los que habla la norma se deben aplicar una vez se haya constatado la demanda a pagar por las obras de confiabilidad. Esa verificación es entonces requisito necesario para la ejecución de los proyectos en cuestión.
- D. El 3 de diciembre de 2015 el Ministerio de Minas y energía expidió el Decreto 2345 de 2015 “Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural” (Ver Anexo 3). Con el cual se pretende dar cumplimiento al mandato que hizo la Ley 1753 de 2015 en relación con la expansión de cobertura y confiabilidad del sistema de transporte y distribución de gas natural.
- E. El artículo 4 de dicho decreto ordena que se elabore y se adopte un Plan de Abastecimiento de Gas Natural en el cual se identifiquen los proyectos que sea necesario ejecutar para garantizar la seguridad de abastecimiento confiabilidad del servicio de gas natural.

- F. El artículo 5 ibidem por su parte establece los criterios que deberá seguir la CREG a la hora de expedir la reglamentación aplicable a los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural de los que habla el artículo 4. Entre dichos criterios el numeral 1 establece que, que en los proyectos de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento no será necesario constatar primero la disposición de la demanda a contratar antes de aplicar los mecanismo abiertos y competitivos.
- G. Lo anterior entra en abierta contradicción y violación directa con lo dispuesto en la Ley 1753 de 2015, la cual reza de manera clara que, **DICHA CONSTATAción SÍ DEBE HACERSE PARA ESTE TIPO DE PROYECTOS**. Para ser más claros, una norma de menor jerarquía (decreto), no puede estar en contradicción de la norma superior que le sirve de sustento (Ley) y los actos administrativos que se deriven de dicho yerro, no pueden darle un sentido y alcance diferente a la norma otorgante. El tenor literal del artículo de la norma inferior, el Decreto 2345 de 2015 dice:

"Artículo 5º. El Artículo 2.2.2.2.29 del Capítulo II – Aseguramiento del Abastecimiento de Gas Natural del Título II del Sector de Gas, será del siguiente tenor:

"Artículo 2.2.2.2.29. Inversiones del Plan de Abastecimiento de Gas Natural. La CREG deberá expedir la siguiente regulación aplicable a los proyectos incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural:

1. 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. En caso de que los primeros de los proyectos mencionados no sean desarrollados por el agente, los mismos deberán ser desarrollados como resultado de la aplicación de mecanismos abiertos y competitivos.

2. Condiciones para la aplicación de mecanismos abiertos y competitivos. En el caso de los proyectos que no sean de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento, los mecanismos abiertos y competitivos que diseñe la CREG deberán revelar la disposición de la demanda a contratar dichas expansiones tras la aplicación de los referidos mecanismos.

3. Obligaciones de los agentes que, en primera instancia, pueden desarrollar proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural como complemento de su infraestructura existente para garantizar su entrada en operación oportuna. Estas obligaciones contemplarán, entre otros, mecanismos para manifestar su interés y los mecanismos de cubrimiento y de auditoría a que haya lugar.

4. Obligaciones de los agentes a los que se les asigne la construcción y operación de los proyectos mediante mecanismos abiertos y competitivos, para garantizar su entrada en operación oportuna. Estas obligaciones contemplarán, entre otros, los mecanismos de cubrimiento y de auditoría a que haya lugar.

5. Metodologías de remuneración. En el caso de proyectos de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento, estas metodologías tendrán en cuenta el costo de racionamiento de cada uno de ellos, así como otras variables técnicas que determine la CREG en el ejercicio de sus funciones. La mencionada metodología podrá considerar la remuneración de los activos de confiabilidad mediante cargos fijos y variables.

Todos los usuarios, incluyendo los de la Demanda Esencial, deberán ser sujetos de cobro para remunerar los proyectos de confiabilidad y seguridad de abastecimiento de los que son beneficiarios. Ningún usuario deberá pagar un costo superior a su costo de racionamiento.

Parágrafo. La UPME será responsable de la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos a los que se refiere este artículo". (Negrita y subrayado por fuera del texto original)

- H. El numeral 1 del artículo 5º antes transcrito, establece que los proyectos “de confiabilidad y seguridad del sistema” se ejecutarán como resultado de la aplicación de mecanismos abiertos y competitivos. Es decir, la ejecución estará a cargo del inversionista privado que quede seleccionado en tales procesos, pero esto inversionista privado que será dueño del proyecto, tal como lo probaremos, no asume riesgo alguno en la ejecución de este.
- I. Ahora, el numeral 5 del artículo 5 del Decreto 2345 de 2015 dispone que la ejecución de dichos proyectos – que si bien tienen una utilidad pública son un negocio privado – estará remunerada, lo cual resulta contradictorio puesto que se trata de una inversión privada que genera un lucro privado y unos bienes privados. Esto se opone a los principios fundamentales sobre los que se edifica la función administrativa y se dirige en contravía al interés público y al bien común.
- J. Dicho numeral establece que corresponderá a la CREG reglamentar la forma en la que los proyectos de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento serán remunerados, y abre la posibilidad a que dicha remuneración se haga a través de cargos fijos o variables de las facturas del servicio de gas natural. Lo cual hace referencia a los cargos que se incluyen en las facturas de los servicios públicos que reciben cada mes los colombianos, en este caso, de la factura del servicio de gas natural domiciliario.

- K. De la lectura de la norma transcrita anteriormente se puede concluir que los proyectos de confiabilidad y/o seguridad del abastecimiento de gas natural no serán propiedad de la nación u otra entidad del Estado, sino del inversionista privado que los ejecute, porque de lo contrario no sería necesario hablar de “remuneración” sino simplemente del costo de la obra o la contraprestación de una concesión.
- L. Por otro lado, la norma citada implica que el costo de la remuneración no será asumido por las arcas del Estado sino por los usuarios y recaudado a través de la factura del servicio público. Es decir, que se harán “procesos competitivos” para seleccionar un inversionista que tendrá el derecho y deber de construir los proyectos del Plan; todo o en parte, con pagos de los usuarios del servicio de gas en Colombia, quienes deberán pagarlos como parte de su factura mensual por el servicio, úsese o no los proyectos. Con lo cual, ese inversionista privado no tendría riesgo económico alguno puesto que su proyecto se financiaría forzosamente con el dinero de los usuarios, y lo que es peor, al final de la ejecución el proyecto seguirá siendo propiedad del inversionista y no del Estado ni de los usuarios que pagaron por él. Además, este inversionista tendría una posición de monopolio en ese mercado pues nadie más podría construir ese proyecto ni competir con él. Esto constituye la más absoluta y abierta contradicción con la libre competencia y con el precepto ético de que los pagos de los usuarios de servicios públicos domiciliarios no deben ser fuerte para enriquecer a personas privadas.
- M. Dando continuidad al proceso iniciado con el Decreto 2345 de 2015 el Ministerio de Minas y Energía expide la Resolución 40052 de 2016 (Ver Anexo 4) mediante la cual se establecieron los criterios que debe considerar la UPME para la elaboración del Plan de Abastecimiento de Gas Natural y qué tipo de proyectos se debe incluir en este.
- N. Cumpliendo con el anterior mandato la UPME elabora el “Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural -2016”¹ y lo pone a consideración del Ministerio de Minas y Energía mediante documento con radicado 2016080095 de 2016. En dicho plan transitorio, la UPME referencia varios estudios técnicos sobre la actual oferta y demanda interna de gas natural y las proyecciones a futuro de estas.
- O. De acuerdo con los informes de la UPME, en los próximos años la demanda de gas superará la oferta nacional – principalmente por la supuesta escases de reservas de gas natural del país –, esto llevaría a un inminente desabastecimiento del

¹ El documento completo se puede encontrar en la siguiente dirección URL:

http://www.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_Transitorio_Abastecimiento_Gas_Natural.pdf

producto². Con lo cual, la demanda nacional de gas tendría que ser suplida necesariamente con gas importado y por lo tanto habría que construir la infraestructura requerida para la importación.

- P. Con base en estos estudios pesimistas la UPME sugiere en el Plan Transitorio los proyectos que considera necesarios para garantizar la seguridad y confiabilidad del servicio de transporte gas natural de los próximos 5 años. Dentro estos proyectos se incluye la construcción de una planta de regasificación de gas natural licuado (GNL) en la costa pacífica que sirva para recibir e inyectar al mercado nacional el gas importado.

"Por todo lo anterior, se asume que el país debe disponer de una segunda entrada de gas natural importado, que por razones de confiabilidad y económicas que se analizan más tarde, se estima que debe ser construida en el puerto de Buenaventura o área aledaña (ver. numerales 8,21 y 9:41). Se considera en adelante, que tal terminal tendría mínimo una capacidad de regasificación de 400 MPCD y una capacidad de almacenamiento de 151.000 m3 de GNL." (página 93-Plan Transitorio de Abastecimiento Gas Natural, versión noviembre de 2016) (Subrayado por fuera del texto original) (Ver Anexo 5).

- Q. La planta regasificadora que propone la UPME, de acuerdo con sus especificaciones, costaría aproximadamente \$ US 700 millones y debería entrar en operación en el año 2021, según la UPME³

- R. Contrario a lo que sugiere la UPME con los estudios que cita en el "Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural -2016", se divulga por diferentes medios de comunicación que dicha infraestructura de regasificación no se requiere, toda vez que en el 2017 en el país se adicionaron 204 Gigapies cúbicos (GPC) de gas, con un balance de 3.896 GPC, aumentando la vida media de las reservas a 11,7 años, con un índice de recuperación de 61% y prospectividad, lo cual fue corroborado en reportes de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y el Ministerio de Minas y Energía⁴ (Ver Anexo 10). Esto indica que la oferta nacional sigue creciendo y es capaz de satisfacer la demanda futura.

² Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural de noviembre de 2016 de la UPME, Balance de Gas Natural, página 91.

³ Según el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural de noviembre de 2016 de la UPME, la planta sola cuesta US\$ 400 millones, el gasoducto anexo vale US\$ 161 millones y la infraestructura de compresión US\$ 150, para un total de US\$ 711 millones.

⁴ Monterrosa, Heidy (3 de Mayo de 2018). "Las reservas de petróleo alcanzan para 5,7 años y las de gas, para 11,7 años" URL: <https://www.larepublica.co/economia/reservas-de-petroleo-alcanzan-para-57-anos-y-las-de-gas-para-117-anos-2721548>

- S. Al margen de la veracidad de los estudios citados por la UPME, el Ministerio de Minas y Energía adopta el "Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural-2016" presentado por la UPME a través de la Resolución 40006 del 4 de enero de 2017 (Ver Anexo 6). En dicho acto administrativo el Ministerio ratifica la necesidad de ejecutar el proyecto de una planta de regasificación en la cuenca del Océano Pacífico, y le ordena a la UPME adelantar los procesos de selección necesarios para la ejecución de los proyectos incluidos en ese plan, conforme a la reglamentación que expida la CREG según los criterios ya mencionados del artículo 5 del Decreto 2345 de 2015.

- T. Aquí es importante explicar que en el transporte internacional de gas este producto suele someterse a un proceso fisicoquímico donde se le pasa del estado gaseoso al líquido (Gas Natural Licuado o GNL) para que de esta forma ocupe menos volumen y así pueda transportarse mayor cantidad. Sin embargo, una vez transportado es necesario realizar el proceso contrario de pasarlo del estado líquido al gaseoso nuevamente, para así poder incorporarlo en las redes nacionales de transporte y distribución. Este segundo proceso se llama regasificación y requiere de complejas y costosas terminales o infraestructuras técnicas conocidas como "plantas gasificadoras" o "regasificadoras" que suelen ubicarse cerca a los puertos donde se reciben las importaciones.

- U. Actualmente Colombia cuenta con una planta de este tipo en la costa atlántica en Cartagena⁵, cuyo objetivo es darle confiabilidad al sector eléctrico para la generación de energía eléctrica en situaciones de baja hidrología (Fenómeno de EL NIÑO) o de restricciones en la infraestructura (STN) por fallas técnicas o atentados de terceros, por lo tanto, es usada casi que exclusivamente por el sector térmico cubriendo así sus picos de demanda.

- V. Teniendo en cuenta la importancia de las plantas de regasificación en el proceso de importación de gas natural, resulta evidente que el país va a necesitar tarde o temprano contar con plantas regasificadoras que sirvieran para inyectar el GNL importado al mercado local, puesto que sin esta infraestructura es imposible hacer este proceso.

- W. Esto significa que en el futuro cercano las plantas regasificadoras serán indispensables para Colombia, convirtiéndose así en "facilidades esenciales", concepto del que se habla ampliamente en el derecho de la competencia. Esto también ha sucedido en otros países y es por eso por lo que las infraestructuras de regasificación reciben el estatus de facilidades esenciales en el marco regulatorio

⁵ La planta de gasificación de Cartagena es operada por la Sociedad Portuaria EL Cayao S.A ESP.

internacional⁶ puesto que su uso es absolutamente necesario para poder participar en el mercado del gas importado. Es por eso por lo que resulta peligroso que un solo privado sea el titular de estas infraestructuras puesto eso le daría el monopolio del gas importado y podría controlar a voluntad el ingreso del GNL.

- X. Por otro lado, la importancia y necesidad de estas plantas regasificadoras, haría que construir las y operarlas se volviera un negocio altamente rentable. Lo cual, naturalmente atraería mucha inversión privada deseosa de obtener beneficios de las plantas. Es obvio que, cuando el gas producido en Colombia empiece a escasear y la principal oferta provenga del exterior, las plantas regasificadoras tendrían una demanda importante.
- Y. Este negocio sería incluso llamativo para los actuales participantes del mercado de gas, como los productores de gas que verían en las plantas un respaldo para su negocio o los comerciantes a quienes las plantas les servirían para abaratar los costos en el proceso de importación, y principalmente a los transportadores pues podrían conectar estas plantas con sus gasoductos y así ampliar la cobertura y priorizar el transporte del gas importado.
- Z. Esto da cuenta del atractivo económico que representan este tipo de plantas regasificadoras y de la cantidad de posibles inversionistas que estarían dispuestos a invertir en proyectos de este tipo. Sin embargo, la remuneración por la ejecución de proyectos de confiabilidad y seguridad del sistema que contempla el Decreto 2345 de 2015 en su artículo 5, desincentiva la inversión privada, puesto que beneficia solamente al inversionista que quede seleccionado y le da una posición de monopolio sobre el resto de los inversionistas que no podrían competir con un particular que tiene garantizada una remuneración forzada del público.
- AA. Esto afecta significativamente la libre competencia del mercado, puesto que el inversionista seleccionado por la UPME no correría ningún riesgo económico ejecutando el proyecto, a diferencia de los inversionistas privados que tendrán que asumir todos los riesgos por cuenta propia. Esto implicaría, además, que el inversionista seleccionado podría abaratar sus costos operativos – gracias al respaldo que le da la remuneración – de tal forma que el precio de sus servicios sea inferior al de los demás inversionistas y así sacarlos del mercado.

⁶ Informe final Marco regulatorio internacional De la industria de regasificación De gas natural licuado. Comisión nacional de energía 30 de diciembre de 2010, Centro de regulación y competencia. Fundación facultad de derecho. Universidad de Chile:
https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/Informe_Final_RegCom_GNL.pdf

- BB.** Es así como la remuneración que establece el decreto 2345 de 2015 indirectamente está creando un monopolio a favor de un privado para la explotación del negocio de regasificación de GNL en la cuenca del Pacífico (que surte al centro y suroccidente del país) porque genera condiciones anticompetitivas que hacen indeseable para cualquier otro agente participar en dicho negocio.
- CC.** Este escenario no solo muestra la grave afectación a la libre competencia que generan el Decreto 2345 de 2015 y la Resolución 40006 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía, sino que también da cuenta lo incensario que es remunerar el Proyecto Planta de Regasificación del Pacífico. La lógica de la remuneración de proyectos de infraestructura que contempla la ley 143 de 1994 es que el Estado debe asistir al privado a costear los gastos de un proyecto necesario que tienen el riesgo de no ser rentables para el inversionista que los ejecuta. Sin embargo, como se ha visto y como ha dicho la UPME en sus proyecciones de abastecimiento, esta planta va a ser tan necesaria en un mediano y largo plazo para paliar la demanda nacional de gas, que sería perfectamente rentable para quien sea que la construya. Lo cual implica que a la larga no habría razón para que esta inversión privada sea remunerada a costa de los usuarios de la demanda esencial – incluidos los usuarios residenciales del servicio de gas domiciliario – como lo ordena el artículo 5 del Decreto 2345 de 2015.
- DD.** En ese orden de ideas, si en efecto se llegara a remunerar la ejecución del Proyecto Planta de Regasificación del Pacífico a un inversionista que sea seleccionado por la UPME a través de “mecanismos abiertos y competitivos” reglamentados por la CREG, se constituiría un enriquecimiento sin justa causa a favor de ese privado. Esto, ya que esa remuneración es un beneficio económico que enriquece a un inversionista – al librarlo de los costos y riesgos de la ejecución de un proyecto que tiene ánimo de lucro privado – ; porque la remuneración se hace forzosamente y a costa de los intereses económicos de los usuarios de la demanda esencial que tendrán que asumir mayores costos y tarifas por el servicio de gas natural, y porque esta remuneración no tiene ningún sentido razonable en la medida en que alguien más hubiera podido ejecutar el mismo proyecto por su propia cuenta sin ninguna remuneración o incentivo económico. En otras palabras, el Decreto 2345 de 2015 está aumentando el patrimonio de un privado, correlativamente está empobreciendo o disminuyendo el patrimonio de alguien más, y tal enriquecimiento no tiene fundamento jurídico.
- EE.** A pesar de los errores en lo que incurrió el Decreto 2345 de 2015 por concebir una remuneración por la ejecución de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural y de lo discutible que es la necesidad de los proyectos sugeridos por

la UPME, la CREG siguió adelante y reglamentó el proyecto Planta de Regasificación del Pacífico a través de la Resoluciones 107 y 152 de 2017.

FF. El artículo 9 de la Resolución 107 de 2017 estableció que la metodología de remuneración de los inversionistas que ejecuten el proyecto Planta de Regasificación del Pacífico se hará a través del pago de un porcentaje – de hasta el 42% – del “Ingreso Anual esperado” por el inversionista por la ejecución del proyecto. Dicho Ingreso Anual Esperado incluye todos los rubros de preconstrucción, construcción, y operación del proyecto.

“Artículo 9. Ingreso anual esperado. 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 se utilizará para calcular el valor de la oferta, y (ii) reportar el porcentaje del ingreso anual esperado, 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 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 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 periodo de pagos y en el contexto de las leyes y la reglamentación vigente.

El proponente, con la presentación de su oferta, acepta que el 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.”

GG. Lo anterior implica que la CREG está ordenando que un proyecto privado sea financiado hasta en un 42% remuneración que ni siquiera provendría del presupuesto nacional, sino que sería cargado a los usuarios de la demanda esencial, especialmente a los usuarios residenciales del servicio público de gas domiciliario, es decir, la mayor parte de los hogares colombianos⁷ (Ver Anexo 7). Lo cual resulta inaudito si se considera que esta remuneración a cargo de los usuarios no les reporta ningún tipo de utilidad ni contraprestación directa. En ese orden de ideas, si el proyecto costara US \$ 700 millones, la CREG espera que los usuarios remuneren hasta \$ US 294 millones. Todo esto parece más una especie de subsidio antes que una remuneración.

HH. De acuerdo con el esquema de remuneración planteado por la CREG, el inversionista seleccionado a quien se le adjudique la ejecución de este proyecto no tendría que correr con el más mínimo riesgo puesto que el “Ingreso Anual Esperado” cubre todos los gastos de la ejecución, como la precontrucción – que incluye costos de licencias, estudios y servidumbres – construcción y operación.

II. Este modelo remuneratorio adoptado unilateralmente por la CREG no fue notificado ni consultado a los usuarios de la demanda esencial, a quienes se les va a cargar forzosamente la obligación de financiar el proyecto sin siquiera saberlo. Con lo cual, los usuarios del servicio de gas van a tener que pagar un mayor cargo en su factura de gas perjudicándolos económicamente y desincentivando un sector que ha generado crecimiento en la economía y desarrollo del país.

JJ. Vale la pena echar un vistazo al marco regulatorio internacional⁸ de la industria de regasificación GNL para comparar y concluir que, en el modelo de negocio, la participación del privado y del Estado en dichas infraestructuras se atienden las normas de competencia, lo cual no sucede en Colombia para el caso en cuestión. Adicionalmente, en ninguno de los países se impone a la demanda esencial de gas a asumir el costo de este tipo de infraestructura en caso de que no se remunere la inversión con contratos de interesados directos en acceder al terminal de regasificación.

KK. Por otro lado, en ninguna de las resoluciones de la CREG que reglamentan la ejecución del Proyecto Planta de Regasificación del Pacífico (Resoluciones CREG 107 y 152 de 2017, o las que las adicionen o modifiquen) se establece ni se deja

⁷ <http://www.portafolio.co/economia/nueve-millones-de-personas-en-el-pais-ya-usan-gas-natural-515364720>

⁸ Informe final Marco regulatorio internacional De la industria de regasificación De gas natural licuado. Comisión nacional de energía 30 de diciembre de 2010, Centro de regulación y competencia. Fundación facultad de derecho. Universidad de Chile:
https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/Informe_Final_RegCom_GNL.pdf

claro bajo que modalidad de negocio jurídico se va a adelantar la ejecución de los proyectos por parte del inversionista seleccionado. Lo cual, genera incertidumbre jurídica puesto que el esquema que se propone (comprometer dineros del público para la remuneración de una inversión totalmente privada que ni siquiera va a ser bien estatal) no parece conciliable con ningún tipo de modelo de contratación, ya que no se trata de una licitación para un contrato de obra ni tampoco de un contrato de concesión.

LL. Esta incertidumbre jurídica se acentúa más cuando se observa que en los documentos que la UPME publica bajo el nombre de "Prepublicación Convocatoria Pública UPME Gas Natural 01 - 2018 Infraestructura de regasificación en el pacífico colombiano", que se basan en las resoluciones CREG 107 y 152 de 2017, se dice que la selección que se haga resultado de dicha convocatoria no dará lugar a una relación contractual con el Estado ni ninguna entidad pública⁹, como se lee a continuación.

"Inexistencia de contrato"

- *El presente proceso de selección no tiene como objeto o efecto la suscripción de contrato alguno con la UPME, CREG u otras entidades del Estado. • Ninguna entidad estatal asumirá obligación alguna para con el inversionista adjudicatario. No existe obligación alguna de pago por parte de entidades estatales para con el adjudicatario. El Ingreso Anual Esperado (IAE) no será pagado por entidades estatales.*
- *No se trata de una concesión, no hay reversión al Estado. El Estado no presta los servicios asociados a la infraestructura objeto del proceso.*
- *El proceso de selección culmina con la emisión de una resolución por parte de la CREG en la que se establece el IAE para el adjudicatario.*
- *Las principales obligaciones del adjudicatario son las comprendidas en las normas vigentes, los DSI y la resolución que oficialice el ingreso regulado"*

(Documentos Selección del Inversionista y el Auditor para el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de la Planta de Regasificación del Pacífico y el Gasoducto Buenaventura - Yumbo Estructura Jurídica)¹⁰ (Ver Anexo 9)

MM. Debe notarse cómo se pretende entregar un subsidio con el dinero de los colombianos a un inversionista privado por un proyecto multimillonario que va a crear un monopolio de la regasificación de las importaciones de gas, y que además todo esto se haga sin que se exija un contrato. Más grave y abierta contradicción a las leyes de competencia y de contratación estatal no puede existir.

⁹ <http://www1.upme.gov.co/PromociónSector/Paginas/Convocatorias-gas-natural.aspx>

¹⁰ <http://www1.upme.gov.co/PromociónSector/Paginas/Convocatorias-gas-natural.aspx>

- NN.** Esto último es jurídicamente incoherente porque no es posible que un privado adquiera la obligación de ejecutar un proyecto como el de la Planta de Regasificación del Pacífico y que a su vez el Estado le garantice su remuneración, sin la celebración de un contrato de por medio. Lo que propone la UPME en el documento titulado "Prepublicación Convocatoria Pública UPME Gas Natural 01 - 2018 Infraestructura de regasificación en el pacífico colombiano" es fácticamente una convocatoria para adjudicar un contrato; incluso si la UPME le pone otro nombre.
- OO.** El hecho de que la UPME considere que no es necesario que haya un contrato que regule la ejecución y remuneración del proyecto Planta de Regasificación del Pacífico da cuenta de la falta de fundamento jurídico que soporte semejante operación. Igualmente, la negación de la existencia de un contrato en el presente caso es una muestra de absoluta negligencia por parte del Estado a la hora de intervenir los servicios públicos, puesto que sin la celebración de un contrato que regule los proyectos del Plan no habría forma efectiva de vigilar su ejecución ni de atribuir responsabilidad por la mala gestión de las obras ni de los dineros recaudados del público.
- PP.** Aquí es válido mencionar que todas las circunstancias indican que la sociedad a la que se le va a adjudicar la ejecución del proyecto es la transportadora de gas TGI S.A. ESP¹¹, que hace parte del Grupo Energía de Bogotá- GEB (Ver Anexos 8 y 11), puesto que prácticamente es la única sociedad que cumple con los requisitos planteados por la CREG y la UPME. Esto resulta preocupante, porque esta empresa tiene un control casi total del transporte de gas en el centro y suroccidente del país, y con la adquisición de la planta de regasificación se le estaría otorgando a una fuente prácticamente ilimitada de "producción" de gas. Esto a todas luces atentaría con la integración vertical que hay en el sector de los hidrocarburos, porque esta empresa ejercería tanto la producción como el transporte de gas, lo cual está estrictamente prohibido. Tanto peor aún si se considera que la planta de gasificación se le entregaría prácticamente subsidiada por la remuneración en cuestión¹².
- QQ.** En definitiva, el Ministerio de Minas y Energía, la CREG y la UPME están creando un monopolio para favorecer a un privado y van a obligar a los

¹¹ TGI es la compañía de transporte de gas natural más grande del país con una participación del 47,6% en el mercado y una infraestructura de gasoductos de 3.957 kilómetros. TGI atiende las zonas más pobladas de Colombia tales como Bogotá, Medellín, Bucaramanga, el Eje Cafetero y el Piedemonte Llanero.

¹² Esto es tanto como decir que a un inversionista privado que tiene la intención de explorar y producir hidrocarburos en Colombia se le subsidiarían las inversiones que debe realizar garantizándole un ingreso y un retorno aun cuando su búsqueda de hidrocarburos no sea exitosa.

colombianos a pagarlo. Tremendo gol el que se pretende hacer al derecho a la libre competencia con el esquema que se está ejecutando.

III. ACCIONES CONCRETAS DE LA UPME QUE ATENTAN CONTRA EL DERECHO E INTERES COLECTIVO A LA LIBERTAD ECONÓMICA

1. La elaboración del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural 2016, que desconoce que el estado actual de producción de gas en Colombia y la prospectividad de este sector, para justificar y forzar la ejecución de la Planta de Gasificación del Pacífico que no se necesita actualmente, y que solo pretende constituir un negocio privado.
2. La apertura de la convocatoria para la selección del inversionista que va a ejecutar la Planta de Gasificación del Pacífico que discrimina los agentes del mercado que pueden participar.
3. La determinación de que no habrá ningún contrato estatal que medie entre el inversionista seleccionado y las entidades públicas.

IV. ANEXOS

A. Un CD, que contiene una copia de la petición, así como todos los documentos a los que se hicieron referencia:

1. Copia de las páginas 228, 229 y 230 de las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018, que hace parte íntegra de la Ley 1753 de 2015 en virtud de su artículo 3, el cual también puede ser encontrado íntegramente en la página web del DNP, o en la siguiente dirección URL:
<https://www.dnp.gov.co/Plan-Nacional-de-Desarrollo/paginas/que-es-el-plan-nacional-de-desarrollo.aspx>
2. Copia de los primeros 3 artículos de la Ley 1753 de 9 de junio de 2015 "Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 'TODOS POR UN NUEVO PAÍS', la cual también puede ser encontrada íntegramente en la página web de la Secretaría del Senado o en la siguiente dirección URL:
http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1753_2015.html
3. Copia del Decreto 2345 de 2015 expedido por el Ministerio de Minas y Energía, el cual también puede ser encontrado en la página web de la entidad o en la siguiente dirección URL:
<http://wp.presidencia.gov.co/sitios/normativa/decretos/2015/Decretos2015/DECRETO%202345%20DEL%203%20DE%20DICIEMBRE%20DE%202015.pdf>
4. Copia de la Resolución 40052 de 2016 del Ministerio de Minas y Energía, que también puede ser encontrado en la página web de la entidad o en la siguiente dirección URL:
http://servicios.minminas.gov.co/compilacionnormativa/docs/resolucion_minminas_40052_2016.htm

5. Copia de las páginas 91 y 93 del Plan Transitorio de Abastecimiento Gas Natural, versión noviembre de 2016, documento que puede encontrarse íntegramente en la siguiente dirección URL:
http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_Transitorio_Abastecimiento_Gas_Natural.pdf
6. Copia de la Resolución 40006 del 4 de enero de 2017 “Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural”, que también puede encontrarse en la siguiente dirección URL:
<https://www.minminas.gov.co/documents/10180//23517//37343-Resoluci%C3%B3n-40006-4Ene2017.pdf>
7. Copia del artículo de prensa titulado “Nueve millones de usuarios en el país ya usan gas natural”, publicado en la revista Portafolio, que también puede encontrarse en la página web del medio de comunicación en la siguiente URL:
<http://www.portafolio.co/economia/nueve-millones-de-personas-en-el-pais-ya-usan-gas-natural-515364>
8. Copia del artículo de prensa titulado “Licitemos en la Regasificadora del Pacífico”, publicado en la revista La República, que también puede encontrarse en la página web del medio de comunicación en la siguiente URL:
<https://www.larepublica.co/economia/licitemos-en-la-regasificadora-del-pacifico-2494336>
9. Copia del documento de la UPME titulado “Documentos Selección del Inversionista y el Auditor para el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de la Planta de Regasificación del Pacífico y el Gasoducto Buenaventura – Yumbo Estructura Jurídica”, que se encuentra publicado en la página de la entidad en la siguiente URL:
http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Convocatorias-GN/UPME-01-2018/Presentación/Presentacion_DSI.pdf
10. Copia del artículo de prensa titulado “Las reservas de petróleo alcanzan para 5,7 años y las de gas, para 11,7 años”, publicado en la revista La República, que también puede encontrarse en la página web del medio de comunicación en la siguiente URL: <https://www.larepublica.co/economia/reservas-de-petroleo-alcanzan-para-57-anos-y-las-de-gas-para-117-anos-2721548>
11. Copia del artículo de prensa titulado “Regasificadora del Pacífico, la apuesta grande del GEB” publicado por la revista Portafolio, el martes 31 de julio de 2018.

V. NOTIFICACIONES

Correo electrónico: victorianojota78@gmail.com; victoriropa@yahoo.es;

Dirección: Carrera 12 # 84-12, oficina 502, Bogotá D.C.

Teléfono: (1) 309 90 00



Victoriano Joropa Catimay
C.C. 74.849.250 de Orocué

ANEXO E

**Respuesta del Ministerio de Minas y
Energía a la petición del 7 de
septiembre de 2018**



Ministerio de Minas y Energía
Origen: DIRECCION DE HIDROCARBUROS
Rad: 2018073639 28-09-2018 09:27:16 AM
Anexos: 1 CD
Destino: JOROPA CATIMAY VICTORIANO 31
Serie: 0.31 - NO APLICA

Bogotá, D.C.

Señor
VICTORIANO JOROPA CATIMAY
Carrera 12 No 84 – 12, Oficina 502
Teléfono: (1) 3099000
Email: victorianojota78@gmail.com; victorjrope@yahoo.es
Bogotá D.C

Asunto: Respuesta al derecho de petición con radicado interno No. 2018068219, fechado el 7 de septiembre de 2018.

Apreciado señor Joropa:

Hemos sido notificados del derecho de petición presentado por usted ante la oficina Grupo de Participación y Servicio al Ciudadano, Ministerio de Minas y Energía, con radicado interno No. 2018068219 y sobre el objeto del mismo le informamos lo siguiente.

Como primera instancia, es preciso indicar que de acuerdo con el artículo 365 de la Constitución Política de Colombia, los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es su deber asegurar la prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

Que de conformidad con lo previsto en los artículos 1, 2 y 4 de la Ley 142 de 1994, la distribución de gas combustible y sus actividades complementarias constituyen servicios públicos esenciales y el Estado intervendrá en los mismos a fin de, entre otros, garantizar la calidad del bien y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua, interrumpida y eficiente.

Que mediante el Decreto 2345 de 2015 se adicionó en Decreto 1073 de 2015, en relación con los lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural en el país.

Que el Artículo 4 del referido Decreto 2345 de 2015 modificó el Artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, estableciendo que: *“Con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, el Ministerio de Minas y Energía adoptará un Plan de Abastecimiento de Gas Natural para un período de diez (10) años, el cual tendrá en cuenta, entre otros, la información de que tratan los artículos 2.2.2.2.19, 2.2.2.2.20 y 2.2.2.2.21 y el parágrafo 1 del artículo 2.2.2.2.37 de este Decreto...”*.

Que el artículo primero de la Resolución 40052 de 2016 *“por la cual se desarrolla el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el artículo 4° del Decreto 2345 de 2015 en relación con el plan de abastecimiento de gas natural, y se dictan otras disposiciones”*, estableció 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.

Que mediante Resolución 40006 del 4 de enero de 2017 el Ministerio de Minas y Energía adoptó el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, presentado por la Unidad de Planeación Minero Energética-UPME con radicado Ministerio de Minas y Energía 2016080095 del 28 de noviembre de 2016.



Que con radicado Ministerio de Minas y Energía 2018057285 del 31 de julio de 2018, la UPME presentó el documento "Análisis de Abastecimiento y Confiabilidad del Sector Gas Natural" (Anexo Medio Magnético), mediante el cual se sustentan los ajustes para la modificación del plan transitorio de abastecimiento de gas natural que se encuentra vigente.

En virtud de lo anterior, el Ministerio consideró procedente ajustar el plan transitorio de abastecimiento de gas natural adoptado mediante la Resolución 40006 de 2017.

En cumplimiento de lo señalado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo previsto en el inciso 2 del artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 1081 de 2015, sustituido por el artículo 1 del Decreto 270 de 2017 y las resoluciones 40310 y 41304 de 2017, el Ministerio publicó el 22 de agosto de 2018 para participación ciudadana el proyecto de Resolución "Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural", en el siguiente link <https://www.minminas.gov.co/en/foros?idForo=24034123>, con el objeto de recibir observaciones y comentarios hasta el 22 de septiembre de 2018.

Ahora bien, según lo dispuesto en el artículo 4 del Decreto 1258 de 2013 "Por el cual se modifica la estructura de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)", se dispone:

"FUNCIONES: Para el cumplimiento de su objeto, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), ejercerá las siguientes funciones generales:

- *Elaborar y actualizar los planes de Abastecimiento de Gas y de Ordenamiento Minero, de conformidad con la delegación efectuada por el Ministerio de Minas y Energía.*
- *Realizar diagnósticos y estudios que permitan la formulación de planes y programas orientados a fortalecer el aporte del sector minero y energético a la economía y la sociedad en un marco de sostenibilidad.*
- *Adelantar los estudios y apoyar en materia minero energética que requiera el Gobierno Nacional para la formulación de la política sectorial".*

Con fundamento en lo anterior y en virtud de las funciones otorgadas al Ministerio de Minas y Energía, damos traslado de su solicitud a la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, para lo de su competencia.

Cordialmente,

CARLOS DAVID BELTRÁN QUINTERO
Director de Hidrocarburos

Anexo: Uno (CD).

Elaboró: Gustavo A. Montero G.
Revisó: Jorge A. Ortiz T.
Aprobó: Carlos David Beltrán Q.

(Radicado: 2018068219 - 07/09/2018)

ANEXO F

**Respuesta de la UPME a la petición
del 7 de septiembre de 2018.**



Señor
VICTORIANO JOROPA CATIMAY
victorinojota78@gmail.com
victorjropa@yahoo.es
Carrera 12 # 84 – 12, oficina 502.
Bogotá D.C

ASUNTO: Respuesta a su comunicación con radicado UPME No. 20181100054652
“Petición protección derechos colectivos”.

Respetado señor Joropa,

Hacemos referencia a la comunicación del asunto recibida por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, el siete (7) de septiembre del año en curso, en donde solicita *“(…) que se tomen las medidas necesarias para detener la violación al derecho colectivo a la libre competencia económica, causado por la reglamentación y ejecución del proyecto PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACÍFICO, específicamente, la convocatoria para la selección del inversionista del proyecto que está adelantando la UPME. (…)”.*

Al respecto, respetuosamente le manifestamos que la UPME no ha desplegado conducta alguna que amenace o vulnere el derecho colectivo a la libre competencia económica y por ende no puede tomar medidas para detener la supuesta violación a la que se refiere en su comunicación.

Por el contrario, y para su pronta referencia, le informamos lo siguiente:

- (i) Todas las funciones que le asisten a la UPME en relación con lo que denomina en la comunicación como “Planta de Regasificación del Pacífico” (en adelante, “Planta de Regasificación”) se han desarrollado con sujeción a la Constitución Política, a la ley 1753 de 2015, al Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, y a la regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG.
- (ii) La elaboración del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural 2016, revela el estudio de oferta y demanda realizado por la UPME, en el que se propone la construcción de una Planta de Regasificación con el fin de aumentar la confiabilidad del sistema y aprovisionar la demanda no abastecida en el país¹.
- (iii) El Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas fue adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución No. 4 0006 de 2017 en la cual se indica expresamente: *“la UPME será responsable por la aplicación de los mecanismos competitivos conforme a las reglas que para el efecto establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG.”*

¹ UPME. Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural. 2016. Pág 153.



- (iv) La CREG mediante las Resoluciones CREG 107 y 152 de 2017 estableció respectivamente: i) las reglas generales para ejecutar los proyectos del plan de abastecimiento de gas; y ii) las reglas complementarias para la planta de regasificación del pacífico. De igual forma, la Resolución CREG 113 de 2018 modificó el artículo 5 de la resolución CREG 152 de 2017 para promover la competencia en el proceso abierto y competitivo a cargo de la UPME.
- (v) En cumplimiento de lo establecido en la Ley 1340 de 2009 y el Decreto 2897 de 2010, cada una de las mencionadas resoluciones, como se observa en su parte resolutive, fueron puestas a consideración de la Superintendencia de Industria y Comercio, máxima autoridad en asuntos de competencia, y sus recomendaciones fueron acogidas en lo pertinente por parte de la CREG.
- (vi) En las Resoluciones antes mencionadas la CREG dispuso la aplicación de medidas regulatorias para constatar la disposición de la demanda a contratar y pagar, aplicables al proyecto Planta de Regasificación del Pacífico, que son:
- i) el establecimiento de un valor máximo de adjudicación para los proyectos a desarrollar²; lo cual tiene como consecuencia que cualquier oferta o propuesta presentada por los interesados que supere este valor se entiende, de pleno derecho, como no válida, y
 - ii) la necesidad de realizar por parte de la UPME un análisis costo-beneficio con base en el valor del proponente seleccionado para ejecutar el proyecto³, lo cual tiene como consecuencia que de ser mayor el costo que el beneficio, la CREG no oficializará el ingreso anual esperado correspondiente.

Estas dos herramientas permitirán verificar a la CREG y a la UPME la disposición de la demanda para contratar y pagar el proyecto Planta Regasificación del Pacífico.

- (vii) El mecanismo de convocatorias que debe adelantar la UPME se hace de conformidad con las normas antes citadas que contienen los requisitos que deben reunir los participantes, definidos por la CREG con base en las recomendaciones de la autoridad de la competencia, la Superintendencia de Industria y Comercio. Además, el criterio de selección es el definido en las normas aplicables y corresponde al menor valor presente neto del ingreso anual esperado por cada proponente, de manera que la tarifa para los usuarios refleje las condiciones de competencia.

Por su parte la UPME mediante la Circular Externa No. 009-2015, el 15 de mayo de 2018 realizó la pre publicación de la "Convocatoria Pública UPME Gas Natural 01 – 2018 infraestructura de importación de gas en el pacífico" colombiano con la finalidad de recibir observaciones comentarios de los

² CREG. Resolución CREG 107 de 2017 artículo 1 parágrafo 2.

³ CREG. Resolución CREG 107 de 2017 artículo 16, parágrafo 2.



interesados y del público en general y no corresponden a los documentos definitivos ni a la apertura formal del proceso

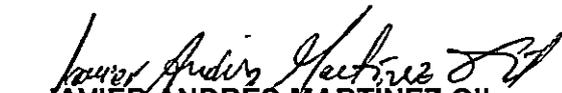
Frente a dicha propuesta, se recibieron aproximadamente 820 comentarios que actualmente se encuentran en proceso de respuesta por parte de la UPME y serán publicados en la página web de la entidad, en el link: <http://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Paginas/Convocatorias-gas-natural.aspx>; con lo cual, no corresponde a la realidad la afirmación según la cual la empresa Transportadora de Gas Internacional TGI *“prácticamente es la única sociedad que cumple con los requisitos planteados por la CREG y la UPME”*.

Aclaremos que los documentos publicados corresponden a un borrador de documento de selección del inversionista que se encargará de la infraestructura para la importación de gas del Pacífico y que de ninguna manera es adelantado bajo el régimen de contratación estatal como se afirma en su comunicación.

En conclusión, todas las actuaciones adelantadas por esta entidad se han realizado bajo el principio de legalidad de los actos en los cuales se fundan, con la finalidad de asegurar la confiabilidad y el abastecimiento energético del país, sin la vulneración de derecho alguno.

De acuerdo con lo anterior damos respuesta a su solicitud, reiterando, respetuosamente que la UPME no ha desplegado conducta alguna tendiente a la amenaza o vulneración del derecho colectivo a la libre competencia económica.

Cordialmente,



JAVIER ANDRÉS MARTÍNEZ GIL
Subdirector de Energía Eléctrica delegado de las Funciones del Despacho de la Dirección General

Elaboró. Margareth Muñoz Romero 
Revisó. Sandra Leyva Rolón

ANEXO G

**Cédula de ciudadanía del actor
popular**

