

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 98 – 2015

ABASTECIMIENTO CONDICIONADO DEL GAS NATURAL

Preparado por:

**Argemiro Aguilar Díaz
Pablo Roda
Gabriel Sánchez Sierra**

Bogotá, Abril 16 de 2015

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	ABASTECIMIENTO CONDICIONADO DE GAS NATURAL	2
2.1	RESERVAS	2
2.2	PRODUCCIÓN.....	3
2.3	BALANCE DEL GAS NATURAL	4
2.4	ASPECTOS QUE CONDICIONAN EL ABASTECIMIENTO CONFIABLE DEL GAS	6
2.4.1	<i>Planta de Regasificación</i>	<i>6</i>
2.4.2	<i>Capacidad de Transporte de Gas</i>	<i>8</i>
2.4.3	<i>Exportaciones a Venezuela.....</i>	<i>9</i>
2.4.4	<i>Nueva Termoeléctrica de Ecopetrol</i>	<i>10</i>
2.5	IMPACTOS DEL GAS NATURAL EN LA GENERACIÓN TÉRMICA.....	11
2.5.1	<i>Indexación de las Transacciones Bilaterales.....</i>	<i>11</i>
2.5.2	<i>Aspectos del Sector Gas que Afectan la Tarifa Eléctrica</i>	<i>13</i>
2.6	REFLEXIONES.....	13

Resumen Ejecutivo

El CSMEM dentro de la perspectiva del Mercado de Energía Mayorista, teniendo en cuenta el último estudio de la UPME sobre el balance oferta-demanda del gas natural, analiza el abastecimiento condicionado del mismo, como también los impactos del sector del gas en la generación térmica.

Se presentan las reservas de gas natural en Colombia, la producción y un análisis del balance a partir de los principales escenarios de oferta y demanda, considerados por la UPME.

A partir de lo anterior, el CSMEM presenta los principales aspectos que condicionan el abastecimiento confiable del gas a saber: a) la planta de regasificación, b) la capacidad de transporte de gas, c) las exportaciones de gas a Venezuela y d) la nueva planta termoeléctrica que proyecta Ecopetrol en el Meta.

Con el fin de lograr el pleno abastecimiento de gas natural en el país, es fundamental la entrada de la planta de regasificación en enero del 2017, especialmente considerando que la situación de la costa es muy delicada porque en el año 2016 se podría registrar déficit, debido a la declinación de los pozos de la Guajira. El principal obstáculo en este momento tiene que ver con la obtención de la licencia ambiental de la planta y que es muy difícil estimar la fecha de su expedición y por tanto la entrada en operación de la misma, lo cual podría comprometer seriamente el adecuado abastecimiento de gas natural.

La infraestructura que une los mercados de la costa y el interior, no permite abastecer el déficit en la costa desde el interior, ya que si bien hoy existe contraflujo en ciertos segmentos del gasoducto que comunica a Ballena con Barrancabermeja, éste requiere ser adaptado para transportar el gas del interior hacia la costa. Además, a pesar que Ecopetrol cuenta con excedentes de capacidad de producción de gas natural en el interior, la capacidad de transporte entre Cusiana y Vasconia está saturada, con lo cual no es posible abastecer la refinería de Barrancabermeja con gas de Cusiana.

La red nacional de transporte de gas natural es principalmente radial, lo cual debido a los frecuentes fenómenos geológicos y climáticos que ocurren y a los atentados a los gasoductos, requiere con urgencia mejorar su confiabilidad. La CREG está en mora de expedir la regulación correspondiente para hacer expedita la entrada de los activos de confiabilidad que requiere el país.

Las exportaciones de gas natural a Venezuela se aprobaron con base en un “canje de reservas”, inicialmente en sentido Colombia-Venezuela y posteriormente cuando Colombia las necesitara, el flujo se reversaría a través del gasoducto binacional. El suministro de gas a Venezuela le ha permitido a Colombia ampliar su mercado de gas natural, sin embargo al día de hoy Venezuela no ha podido cumplir su compromiso de exportar gas a Colombia.

En reciente encuentro binacional sostenido entre los ministros de energía, Venezuela se comprometió a exportar unos 39 millones de pies cúbicos de gas a Colombia a partir del año 2016, al respecto el CSMEM recomienda que de común acuerdo con PDVSA se tomen las medidas necesarias para lograr la estructuración financiera del proyecto y así poderlo concretar en la fecha mencionada.

Buena parte del gas proveniente de los campos de Cusiana y Cupiagua de propiedad de Ecopetrol no estará disponible para su comercialización, debido al desarrollo de un proyecto de generación de electricidad que tiene la empresa, para suplir la demanda de electricidad de sus instalaciones petroleras localizadas en el departamento del Meta. Es importante señalar que el proyecto estaría eliminando ese suministro de gas a la demanda residencial, vehicular e industrial, que podría terminar siendo reemplazado con gas importado de la planta de regasificación y contravendría las orientaciones normativas en casos de emergencia, en cuanto a las prioridades sectoriales de destino del gas natural.

Por otra parte, en el proceso de comercialización de gas libre realizado en el 2014, para cubrir necesidades a partir de 2015, se presentó un fuerte incremento en los precios promedio del gas de la Guajira y una leve reducción en los del interior. El aumento de precios en la Guajira, además de afectar a los clientes que pactaron los nuevos contratos, incidió en la indexación de todo el gas del campo que se había contratado en el 2013 para cubrir un horizonte de 5 años, con el agravante que bajo la nueva regulación el comprador está obligado por contrato, a consumir el gas acordado, independientemente del precio que se forme.

Se realizó un proceso de concertación, en el que productores y consumidores acordaron acotar el crecimiento del precio del gas de la Guajira durante 2015, en 9.5% para el segmento regulado y 3.8% para la industria. Con posterioridad, la concertación para el gas de las plantas térmicas (Celsia y Gecelca) se dio con un incremento equivalente alrededor del 10%.

1 Introducción

El presente informe, dentro de la perspectiva del Mercado de Energía Mayorista, analiza el abastecimiento condicionado del gas natural, como también los impactos del sector del gas en la generación térmica.

Se presentan las reservas de gas natural en Colombia, la producción y un análisis del balance a partir de los principales escenarios de oferta y demanda, considerados por la UPME.

A partir de lo anterior, el CSMEM presenta los principales aspectos que condicionan el abastecimiento confiable del gas a saber: a) la planta de regasificación, b) la capacidad de transporte de gas, c) las exportaciones de gas a Venezuela y d) la nueva planta termoeléctrica que proyecta Ecopetrol en el Meta.

Por otra parte, presenta el efecto en precios del proceso de comercialización libre de gas realizado en el 2014 y analiza la incidencia de ciertos aspectos del mercado de gas en la formación de precios del mercado eléctrico.

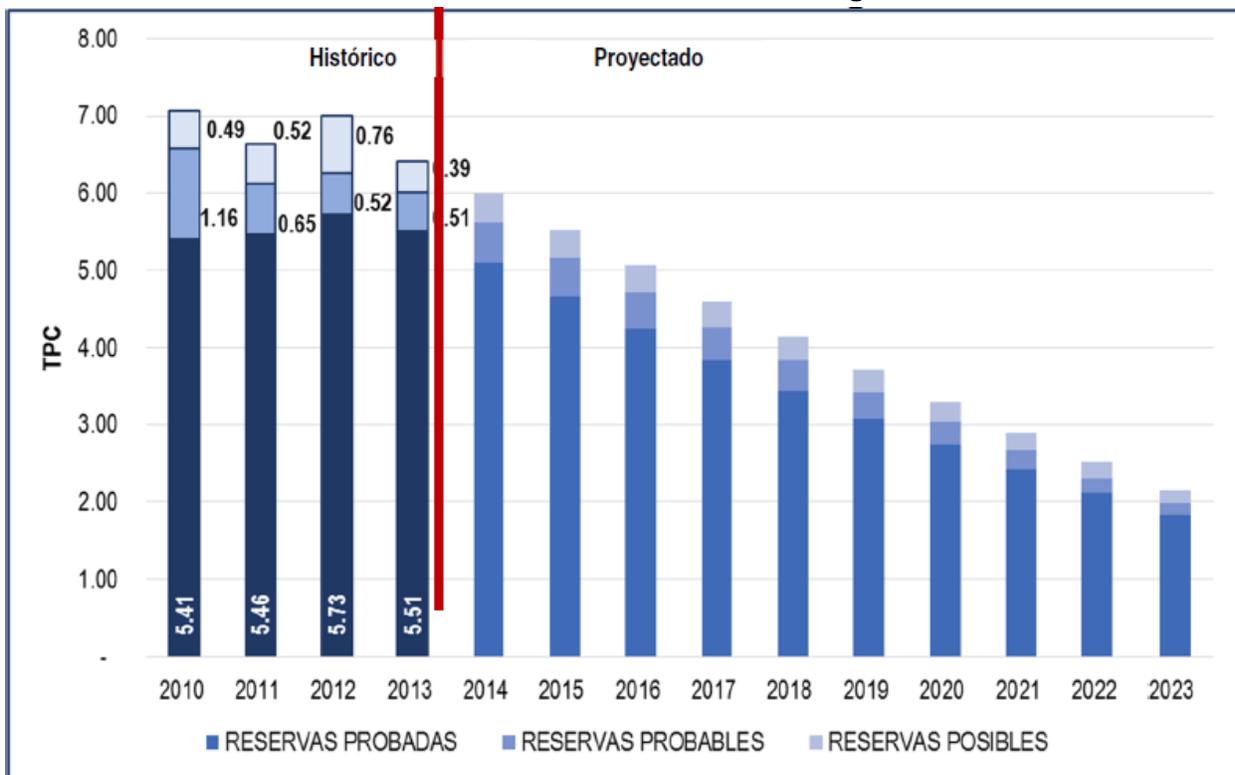
2 Abastecimiento Condicionado de Gas Natural

2.1 Reservas

Las reservas de gas natural en Colombia son de tipo convencional, ubicadas costa afuera y en la plataforma continental, como también no convencionales representadas por esquistos bituminosos (shale gas) y gas asociado al carbón. En diciembre de 2013 las reservas totales probadas de gas natural ascendieron a 5,5 TPC, las probables 0.5 TPC y las posibles 0.4 TPC¹.

Las reservas probadas se encuentran en la cuenca de los Llanos Orientales (50%), en la cuenca de la Guajira (31%) y el resto (19%) en las cuencas del Valle Inferior del Magdalena, Valle Medio, Valle Superior y Catatumbo.

Gráfico No 1. Evolución de las reservas de gas natural



Fuente: ANH 2014

¹ UPME, "Balance de gas natural en Colombia 2015-2023, Febrero de 2015.

El gráfico No 1 muestra el comportamiento de las reservas en los últimos años y una proyección del comportamiento de las mismas, sin considerar nuevos descubrimientos. La estimación fue realizada a partir de las curvas de producción esperadas, según la información de los productores a la ANH, donde se señala una disminución importante en las reservas probadas.

En el año 2013 el volumen total de reservas probadas, probables y posibles disminuyó en un 4%, 3% y 48%, con respecto al año anterior. Recientemente los hallazgos más importantes son Bonga y Mamey por Hocol en la zona de San Pedro (Sucre) y Ariana por parte de Canacol en la zona del Hobo (Cordoba); costa afuera en el área Tayrona se encontró gas natural en el pozo Orca.

El potencial del gas no convencional (shale gas) es estimado entre 15 y 42 TPC, ubicados en el Valle del Magdalena medio y en el Catatumbo; el gas asociado al carbón (1,6 a 8,0 TPC) localizado en la Guajira y el Cesar².

2.2 Producción

La producción promedio anual de gas natural durante el 2014 fue de 1.159 GBTUD, que por destino correspondió a 385 GBTUD para la Costa, 627 GBTUD para el Interior, 50 GBTUD en zonas aisladas y 97 GBTUD para exportación³.

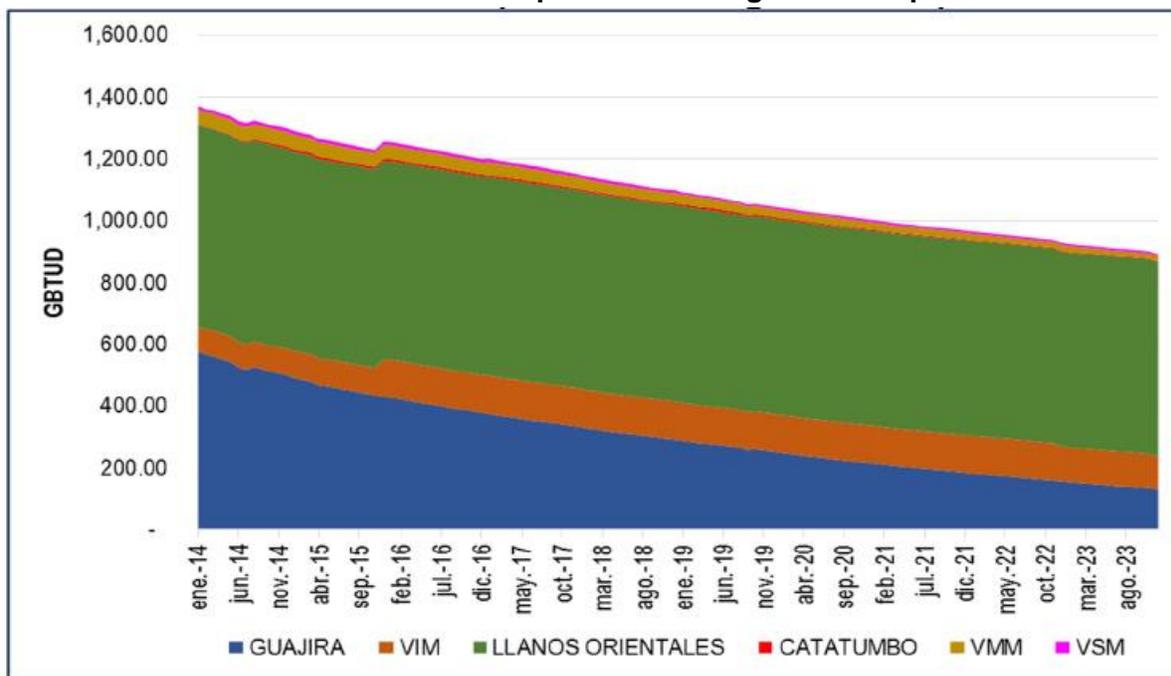
Por campos, la producción promedio de los más significativos en el 2014 correspondió a 500 GBTUD en La Guajira (disminuyó 14.9% respecto a 2013), 295 GBTUD en Cusiana (aumentó 6.1% respecto a 2013), 143 GBTUD en Cupiagua (aumentó 38.3% respecto a 2013) y 30 GBTUD en Gibraltar (disminuyó 1.1% respecto a 2013). Los campos de la Guajira: Chuchupa, Ballena y Riohacha, presentan declinación sostenida.

Con base en la declaración de producción realizada por los agentes y publicada mediante la Resolución 72206 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía, el gráfico No 2 muestra la oferta disponible agrupada por cuenca. Esta declaración incluye numerosos campos con bajos aportes que no siempre se pueden interconectar al sistema nacional de transporte por su ubicación geográfica, o porque los volúmenes son tan bajos que no es económica su interconexión. Entonces la oferta de gas natural se soporta en los campos Chuchupa, Ballena, Cusiana, Cupiagua, La Creciente y Gibraltar.

² Ecopetrol, “Evolución del mercado y apertura internacional”, Javier Gutierrez, Naturgas, Cartagena, Abril 10 de 2014.

³ Concentra, “Cifras consolidadas, sector gas natural en Colombia”, Febrero de 2015.

Gráfico No 2. Declaración de producción de gas natural por cuenca



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Vale la pena mencionar que debido a la coyuntura del mercado mundial del petróleo, el proyecto de Pacific Rubiales para exportar de 500.000 toneladas de gas natural licuado GNL, fue cancelado. Consecuentemente, la totalidad del gas de La Creciente queda disponible para el mercado nacional.

Por otro lado, Drummond está pendiente de la licencia ambiental, para iniciar el proceso de producción de gas metano asociado al carbón en La Jagua de Ibirico, el cual ya fue declarado comercial.

2.3 Balance del Gas Natural

El balance de gas natural analizado por el CSMEM, se realiza a partir de los principales escenarios de oferta y demanda, considerados en el informe llevado a cabo por la UPME “Balance Gas Natural en Colombia 2015-2023”.

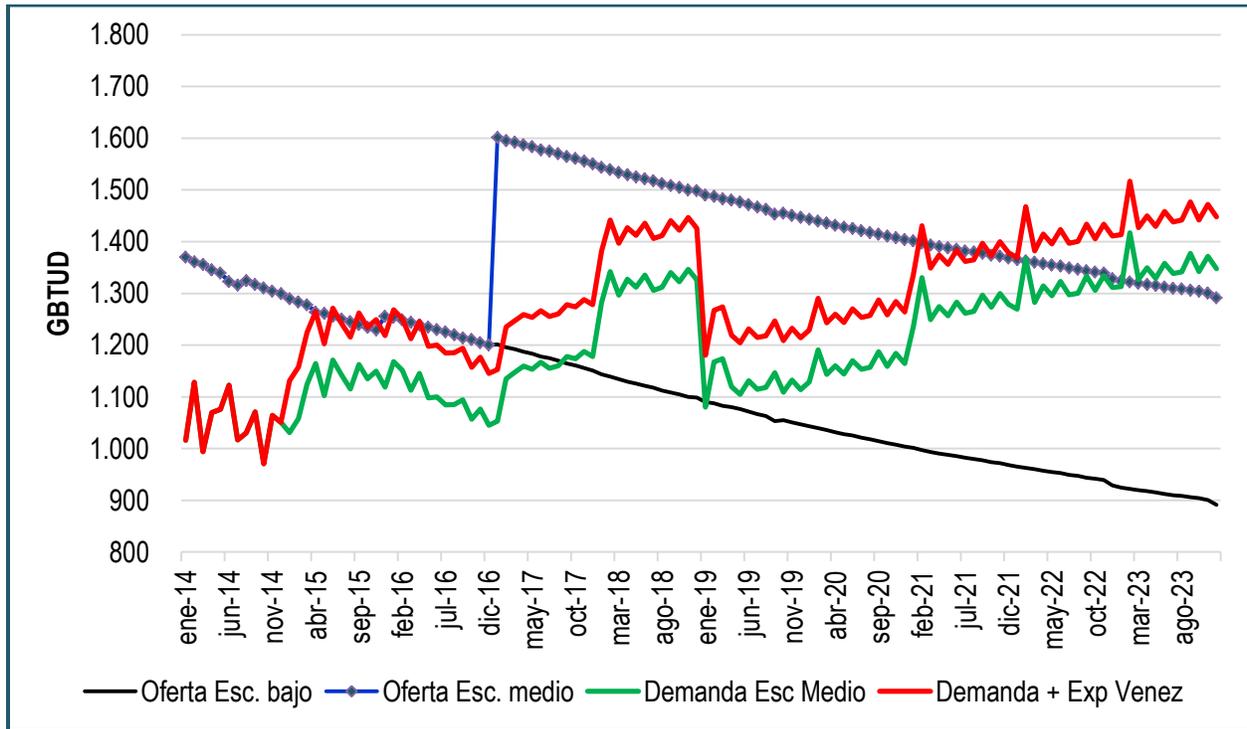
Desde el punto de vista de la oferta de gas, se acogieron los escenarios UPME:

- a) Escenario bajo de oferta: corresponde exclusivamente al volumen informado por los productores en la declaración de producción de gas natural en el año 2014,

Resolución Minminas 72206 de 2014, el cual es acorde con la declinación normal de los campos productores.

- b) Escenario medio de oferta: adiciona a la declaración de producción (esc. bajo), los 400 MPCD que aportará la planta de regasificación de Cartagena a partir de enero de 2017.

Gráfico 3. Balance Oferta y demanda de Gas Natural (escenario medio)



Fuente. UPME

Desde el punto de vista de la demanda de gas, se consideran dos escenarios:

- a) Escenario medio de la UPME: tiene un crecimiento promedio anual del 3.03% determinado principalmente por los crecimientos del sector térmico, las refinерías y el sector industrial.

En este escenario, el consumo del sector térmico considera la expansión en generación del Plan de Expansión de Transmisión 2013 – 2027, asumiendo una serie hidrológica seca en el periodo marzo 2014 – junio 2015, un aumento en el 2018 debido a la generación de seguridad para soportar los intercambios de energía con Centroamérica, equivalente a una demanda de gas de

aproximadamente 83 GBTUD. En el año 2019 se presenta una fuerte caída en el consumo de gas para la generación eléctrica, de aproximadamente 211 GBTUD, debido a la entrada del proyecto Ituango y de la línea a 500 kV Ituango – Cerromatoso – Chinú – Copey, que disminuye la generación de seguridad en el área Caribe.

El crecimiento del consumo en las refinerías contempla los siguientes eventos:

- Ampliación de la refinería de Cartagena, que aumenta el consumo de 15 GBTUD a 85 GBTUD.
- Montaje de una planta de autogeneración de 700 MW que incrementa la demanda de gas en 110 GBTUD en el primer trimestre del año 2018.
- Ampliación de la refinería Barrancabermeja, con aumento de 100 GBTUD a 200 GBTUD, en el 2020.

b) Escenario Medio de la UPME, adicionando los 100 GBTUD de exportaciones de gas a Venezuela que se llevan a cabo actualmente.

A partir del gráfico No 3, se observan las siguientes situaciones:

- En el escenario bajo de oferta y frente al escenario medio de demanda, el déficit de abastecimiento de gas se presentaría en septiembre del 2017.
- En el escenario bajo de oferta y manteniendo las exportaciones a Venezuela de 100 GBTUD, el déficit se adelantaría a febrero del 2017.
- La planta de regasificación permite posponer el déficit de suministro hasta el año 2022.

2.4 Aspectos que Condicionan el Abastecimiento Confiable del Gas

2.4.1 Planta de Regasificación

El escenario medio de oferta (con planta de regasificación) es el que tiene la mayor probabilidad de ocurrencia, ya que la declaración de producción tiene una probabilidad de cumplimiento del 90%. Esto confirma la necesidad urgente que tiene el país de la entrada de la planta de regasificación en enero del 2017, con el fin de lograr el pleno abastecimiento de gas natural.

Sin embargo, tal como el CSMEM lo analizó en el informe 97⁴, a nivel regional los balances de gas son muy diferentes entre la costa y el interior del país. Para los

⁴ Informe 97 del CSMEM, “Formación de precios del gas natural”, Marzo 16 de 2015.

escenarios medio de oferta y demanda, asumiendo que la refinería de Barranca se abastece con gas de la costa, en el interior la demanda solo superaría la oferta en el año 2020, existiendo un margen de maniobra de casi 5 años (esto presupone la entrega firme de 400 MPCD de la planta de regasificación), en los cuales podrían entrar nuevas reservas al mercado. En contraste, la situación para la costa es muy delicada porque en el año 2016 se registraría déficit.

De acuerdo con las recientes declaraciones del Ministro Tomás González⁵, “aunque esta obra aún no tiene licencia ambiental aprobada, desde el Gobierno Nacional se le está poniendo toda la presión posible para que el proceso de licenciamiento se agilice y se pueda dar la respuesta rápida que le dé la certidumbre que necesita el proyecto”.

A pesar de los esfuerzos que realiza el gobierno para obtener la licencia ambiental de la planta de regasificación, es muy difícil estimar la fecha de su expedición y por tanto la entrada en operación de la planta, para el CSMEM es muy preocupante esta situación que podría comprometer seriamente el adecuado abastecimiento de gas natural en el país.

Vale la pena mencionar que sin que existan exportaciones a Venezuela y sin que se presente un Niño en el 2016-2017, un atraso de un año en la fecha de entrada en operación de la planta, ocasionaría déficits de suministro de gas en septiembre del 2017, que tendrían que ser cubiertos con combustibles líquidos importados.

Ahora bien, de presentarse un Niño en el 2016-2017, sin la entrada en operación de la planta regasificadora, de acuerdo con las proyecciones de demanda de la UPME que incluyen las generaciones de seguridad requeridas para soportar los intercambios con Centroamérica, el déficit muy seguramente sobrepasaría los 150 GBTUD.

El CSMEM considera de la mayor importancia, que la SSPD solicite oficialmente a los agentes vinculados con la construcción de la planta de regasificación, información actualizada sobre el cronograma de la misma, con el fin de determinar el impacto en el abastecimiento de gas, debido a posibles atrasos de la entrada en operación de la planta. Así mismo, se le recomienda efectuar un seguimiento al desarrollo del proyecto, similar al que se lleva a cabo con el desarrollo del plan de expansión de generación eléctrica.

⁵ Portafolio, Abril 7 de 2015.

2.4.2 Capacidad de Transporte de Gas

Como ya fue mencionado anteriormente, para los escenarios medios de oferta y demanda, en la costa se presentaría déficit en el año 2016. Por otra parte, la infraestructura que une los mercados de la costa y el interior, no permite abastecer el déficit en la costa desde el interior, ya que si bien hoy existe contraflujo en ciertos segmentos del gasoducto que comunica a Ballena con Barrancabermeja, éste requiere ser adaptado para transportar el gas del interior hacia la costa.

A pesar que Ecopetrol cuenta con excedentes de capacidad de producción de gas natural en el interior, la capacidad de transporte entre Cusiana y Vasconia está saturada, con lo cual no es posible abastecer la refinería de Barrancabermeja con gas de Cusiana.

No obstante que el proyecto de Pacific Rubiales para exportar 500.000 toneladas de gas natural licuado GNL, fue cancelado, este gas adicional de La Creciente requiere la expansión del gasoducto a Cartagena para que el mercado de la costa pueda disponer de él.

Los hallazgos recientes de Ocon, Bonga y Mamey en la zona de San Pedro (Sucre) y Ariana en la zona del Hobo (Cordoba), están siendo integrados al mercado de la costa con la ampliación del gasoducto de Cartagena a Sincelejo, que estará lista a finales del año 2015 y que permitirá adicionar 95 mpcd, mitigando los déficits que pudieran presentarse en el año 2016.

La red nacional de transporte de gas natural es principalmente radial, lo cual debido a los frecuentes fenómenos geológicos y climáticos que ocurren y a los atentados a los gasoductos, requiere con urgencia mejorar su confiabilidad. En particular existen los siguientes puntos críticos:

- El gasoducto La Belleza – Vasconia, donde una rotura implicaría serios racionamientos a la demanda de Antioquia y Santander.
- La mayor parte del suministro de gas a Bogotá se realiza por el gasoducto La Belleza – Cogua. Por razones de confiabilidad, un tercer punto de entrada es necesario.
- En el gasoducto del suroccidente, el cruce del río Magdalena requiere su refuerzo. Una falla en este tramo tomaría dos meses para su reparación, afectando considerablemente en el suroccidente del país.

La CREG está en mora de expedir la regulación correspondiente para hacer expedita la entrada de los activos de confiabilidad que requiere el país, para cumplir los lineamientos expresados en el Decreto 2100 de 2011 del Ministerio de Minas y Energía.

Teniendo en cuenta lo anterior, el CSMEM considera que:

- Dados los posibles atrasos de la planta de regasificación de la costa, la UPME debería realizar los análisis necesarios para definir la conveniencia técnica-económica de poder transportar desde el interior, el gas requerido en la costa.
- Teniendo en cuenta la saturación que presenta el gasoducto Cusiana-Vasconia, la UPME en coordinación con Ecopetrol, debería realizar los análisis necesarios para definir la conveniencia técnica-económica de expandir este gasoducto.
- Con el fin de poder disponer de todo el gas de La Creciente (45 GBTUD adicionales) en la costa, se requiere que Pacific Rubiales y Promigas, lleguen a un acuerdo para que éste último construya el gasoducto La Creciente - Cartagena.
- Se requiere con urgencia la expedición por parte de la CREG de la regulación para los activos de confiabilidad, que permita la construcción de los refuerzos que requiere la red de transporte.

2.4.3 Exportaciones a Venezuela

La conveniencia de exportar gas natural se sustentó con el argumento de la necesidad de ampliar el mercado a través de las exportaciones internacionales, para evitar que las compañías petroleras pudieran frenar sus programas de exploración y desarrollo; además, con ello se potencializaban los descubrimientos nacionales de gas y se aseguraba el abastecimiento de la demanda interna.

Las exportaciones de gas natural a Venezuela se aprobaron con base en un “canje de reservas”, inicialmente en sentido Colombia-Venezuela y posteriormente cuando Colombia las necesitara, el flujo se reversaría a través del gasoducto binacional. El suministro de gas a Venezuela le ha permitido a Colombia ampliar su mercado de gas natural y en teoría contar con este combustible en el momento requerido, condición que al día de hoy Venezuela no ha podido cumplir.

De acuerdo con declaraciones del Ministro Tomás González⁶, a partir del 2016, el país podría importar gas desde Venezuela, compromiso que surgió en reciente encuentro binacional. “Los venezolanos se comprometieron a que van a exportar gas a Colombia a partir del año 2016. Esto es muy importante porque se reversaría el flujo, hoy en día sale por La Guajira gas de Colombia hacia Venezuela, a partir del 2016 ellos, con los desarrollos de gas que tienen planeados, van a tener unos excedentes que se han comprometido a enviarnos y que van a ser muy importantes para asegurar toda la atención a la demanda”. El compromiso no se ha formalizado en un contrato y se está hablando de unos 39 millones de pies cúbicos de gas.

El resultado del reciente encuentro binacional con Venezuela se considera muy bien intencionado y de conveniencia nacional. Teniendo en cuenta que dicho abastecimiento provendría de un proyecto, que requiere interconectar con bajas inversiones pequeños pozos que se encuentran alrededor del Lago de Maracaibo y que dicho abastecimiento podría ser importante para mitigar un posible déficit en Colombia, el CSMEM recomienda que de común acuerdo con PDVSA se tomen las medidas necesarias para lograr la estructuración financiera del proyecto y así poderlo concretar en el 2016.

Una vez analizados los balances nacional y regional de gas natural y los déficits que se presentarían, el posible atraso de la planta de regasificación de la costa y el vencimiento en el 2015 del contrato de exportación de gas a Venezuela, el CSMEM considera imperante que no se renueven las exportaciones de gas a Venezuela.

2.4.4 Nueva Termoeléctrica de Ecopetrol

Es de resaltar que una buena parte del gas proveniente de los campos de Cusiana y Cupiagua de propiedad de Ecopetrol no estará disponible para su comercialización, debido al desarrollo de un proyecto de generación de electricidad que tiene la empresa para suplir la demanda de electricidad de sus instalaciones petroleras localizadas en el departamento del Meta. El proyecto contempla 180 MW en el año 2016 con incrementos hasta 700 MW en el 2018, lo cual representaría una demanda adicional de gas de 110 GBTUD en el primer trimestre del año 2018.

Es importante señalar que el proyecto termoeléctrico de Ecopetrol al utilizar gas natural de Cusiana y Cupiagua, estaría eliminando ese suministro de gas a la demanda residencial, vehicular e industrial, que podría terminar siendo reemplazarlo con gas

⁶ Op cit 5

importado de la planta de regasificación. Esta asignación del gas natural presentaría las siguientes distorsiones:

- Encarecería significativamente (se estima del orden de 300% o más), las tarifas de gas en los sectores mencionados anteriormente.
- Contravendría abiertamente las orientaciones del Decreto 2100 de 2011 del Ministerio de Minas y Energía, en cuanto a las prioridades sectoriales de destino del gas natural en caso de emergencia, que debe orientarse prioritariamente a los sectores residencial, industrial, vehicular respectivamente y en último término al sector termoeléctrico.
- Podría conllevar una violación del régimen regulatorio del mercado eléctrico, al integrar verticalmente un productor de gas con un generador de electricidad^{7, 8}.
- Se requiere precisar el concepto de consumo de gas para operación que incluye el Decreto 2100, pues no es claro si el gas que se descuenta por consumo propio es para la operación de campo del cual se extrae o es para otros proyectos, con el fin de maximizar rentabilidad como empresa.

En criterio del CSMEM, el proyecto de la planta termoeléctrica de Ecopetrol es un tema de definición de política energética del país, en la cual se debe asignar desde el punto de vista energético y socioeconómico, la mejor utilización del gas de Cusiana y Cupiagua, en los sectores que lo demandan, respetando la normatividad existente.

Siendo la definición de la política energética del país, responsabilidad del gobierno nacional y siendo éste el accionista mayoritario de Ecopetrol, el CSMEM considera que se le debe dar prioridad a la utilización del gas mencionado a los sectores residencial, industrial y vehicular.

2.5 Impactos del Gas Natural en la Generación Térmica

2.5.1 Indexación de las Transacciones Bilaterales

La Resolución CREG 089 de 2013 autorizó transacciones bilaterales de gas en horizontes de 1 o 5 años, sin acotamientos en los niveles de precio que pactasen las partes, condicionadas a que la oferta disponible declarada por los productores en cada mercado, excediese la demanda esperada.

⁷ Luis Guillermo Velez, “Regulación de la integración vertical y horizontal en el sector de los servicios públicos domiciliarios”. Luisguillermovelezalvarez.blogspot.com, Marzo 14 de 2014.

⁸ Resoluciones CREG 057 de 1996, 071 de 1998 y 112 de 2007.

El primer proceso de comercialización libre realizado en 2013 arrojó resultados favorables con precios comparables a los de otros países productores. En el caso del gas de la Guajira el precio se redujo considerablemente con relación al nivel regulado, que se había desviado de los referentes internacionales por la divergencia en el índice de derivados del petróleo (NYMEX) y el precio del gas natural en el Golfo de México (Henry Hub).

En el 2014, para cubrir necesidades a partir de 2015, se presentó un fuerte incremento en los precios promedio del gas de la Guajira y una leve reducción en los del interior. El comportamiento del precio en la Guajira estuvo determinado por la escasez relativa en esa región, inducida principalmente por la declinación del campo.

El aumento de precios en la Guajira, además de afectar a los clientes que pactaron los nuevos contratos, incidió en la indexación de todo el gas del campo que se había contratado en 2013 para cubrir un horizonte de 5 años. Además, a diferencia de las transacciones de corto plazo, en las cuales el comprador se puede defender de precios excesivamente elevados absteniéndose de comprar, bajo la nueva regulación el comprador no tiene alternativas de reacción porque está obligado por contrato, a consumir el gas acordado, independientemente del precio que se forme⁹.

El incremento del precio de la Guajira (25%) llevó a un proceso de concertación, en el que productores y consumidores acordaron acotar el crecimiento del precio del gas de la Guajira durante 2015, en 9.5% para el segmento regulado y 3.8% para la industria. Con posterioridad, la concertación para el gas de las plantas térmicas (Celsia y Gecelca) se dio para los contratos existentes con Ecopetrol, con un incremento equivalente alrededor del 10%, que incluye los contratos con Chevron.

La entrada de la central hidroeléctrica de Sogamoso y las lluvias que se presentaron entre diciembre y febrero, llevaron el precio de bolsa alrededor de \$170/kWh, no se cumplió la predicción del Niño en el primer trimestre del 2015, además del aumento del precio del gas sumado al alza del precio del dólar y al hecho de tener que consumir el gas comprado en el despacho diario (inflexible, que tampoco pueden vender en el mercado secundario por ser costoso), obligaron a Termoflores y Tebsa a vender energía por debajo de sus costos de producción.

⁹ Op cit 4

Esta situación induce a los generadores térmicos a respaldar sus Obligaciones de Energía Firme – OEF preferentemente con combustibles líquidos importados y costosos.

2.5.2 Aspectos del Sector Gas que Afectan la Tarifa Eléctrica

El desempeño del mercado de gas incide drásticamente en la formación de precios del mercado eléctrico, con aspectos tales como:

- La normatividad existente que prioriza a los sectores residencial, industrial y vehicular, dejando en último término a los generadores térmicos, ha implicado que el gas para éstos sea el más costoso de todos. Más aún este esquema también está permitiendo que los distribuidores compren gas barato para venderlo más caro posteriormente a los generadores térmicos.
- La estructura financiera que viabiliza la construcción de la planta de regasificación para importar GNL está basada en un ingreso regulado a los generadores térmicos, para contar con los servicios de infraestructura portuaria para la importación del GNL, su almacenamiento y regasificación, para colocarlo en un punto de entrada al SNT, a fin de poder proveer las generaciones de seguridad requeridas con gas natural importado en el generador térmico.

El ingreso regulado es fijo anual y remunera parte de los costos de inversión, gastos de administración, operación, mantenimiento y los demás relacionados con la infraestructura mencionada anteriormente. El costo del ingreso regulado, así como el valor del gas natural importado requerido para proveer generaciones de seguridad fuera de mérito, se le pasarán a la demanda eléctrica a través de las “restricciones”.

- Adicionalmente cuando se utilice gas natural licuado para la generación térmica, el precio del gas aumentará a valores sustancialmente más altos, comparativamente con los precios actuales del gas, lo cual también impactará la tarifa eléctrica.

2.6 Reflexiones

- Es crucial para el abastecimiento adecuado de gas natural en el país, asegurar que se obtengan las licencias ambientales requeridas para que la planta de

regasificación entre en operación en enero del 2017 y así evitar los déficits de gas que se presentarían.

- La integración robusta de los mercados de la Costa y el Interior, la ampliación de la capacidad de transporte desde Cusiana hacia Barrancabermeja y el fortalecimiento del gasoducto hacia el sur del país, son aspectos que deben estudiarse para asegurar su viabilidad técnico-económica y así poder tomar las iniciativas requeridas.
- Teniendo en consideración los balances nacional y regional de gas natural y los déficits que se presentarían, el posible atraso de la planta de regasificación de la costa y el vencimiento en el 2015 del contrato de exportación de gas a Venezuela, el CSMEM considera imperante que éste contrato no se renueve.
- Considerando la factibilidad de importar gas de Venezuela, y que dicho abastecimiento provendría de un proyecto, que requiere interconectar con bajas inversiones pequeños pozos que se encuentran alrededor del Lago de Maracaibo, el CSMEM recomienda que de común acuerdo con PDVSA se tomen las medidas necesarias para lograr la estructuración financiera del proyecto y así poderlo concretar en el 2016.
- La posibilidad que Ecopetrol construya una planta termoeléctrica de 700 MW utilizando el gas de Cusiana, estaría en competencia con el suministro de gas a la demanda residencial, vehicular e industrial, y podría terminar siendo reemplazado con gas importado de la planta de regasificación. Esta situación sería opuesta a las orientaciones de la normativa existente en condiciones de emergencia, en cuanto a las prioridades sectoriales de destino del gas natural.
- A nivel regulatorio es prioritario revisar el mecanismo de formación e indexación de precios del gas natural, de tal forma que el precio del gas en Colombia sea competitivo frente a países productores con los cual hay un intercambio comercial importante y simultáneamente, ofrezca rentabilidad a las actividades de exploración y desarrollo de nuevas reservas.
- Lo anterior muestra la necesidad de que el gobierno nacional defina una política energética integral de largo plazo y en particular defina una política clara para el gas natural, utilizando además los recursos energéticos con que cuenta el país y evitando la utilización de combustibles líquidos importados en el sector eléctrico.