

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 106 – 2016

EXISTE VIABILIDAD PARA FUTURAS TERMOELECTRICAS A GAS NATURAL EN EL MEM?

Preparado por:

Argemiro Aguilar Díaz

Gabriel Sánchez Sierra

Bogotá, Mayo 19 de 2016

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	EXISTE VIABILIDAD PARA FUTURAS TERMOELÉCTRICAS A GAS NATURAL EN EL MEM?.2	
2.1	SITUACIÓN DEL GAS NATURAL	2
2.1.1	<i>Reservas Decrecientes</i>	2
2.1.2	<i>Prospectos de Gas</i>	3
2.1.3	<i>Producción de Gas Natural</i>	4
2.1.4	<i>Oferta de Gas Natural</i>	5
2.1.5	<i>Demanda de Gas Natural</i>	7
2.1.6	<i>Balance del Gas Natural.....</i>	9
2.1.7	<i>Producción de Gas Natural Disponible.....</i>	10
2.2	TERMOELÉCTRICAS A GAS NATURAL.....	12
2.2.1	<i>Abastecimiento de Gas Natural para las Termoeléctricas</i>	13
2.2.1	<i>Precios de Gas.....</i>	15
2.3	REFLEXIONES.....	16

Resumen Ejecutivo

En este informe el CSMEM se propone analizar la viabilidad del abastecimiento de gas natural para las plantas termoeléctricas existentes, así como de la construcción de nuevas plantas a gas, con base en el reciente reporte de la UPME "Plan indicativo de abastecimiento de gas natural 2016".

En referencia a las reservas existentes de gas natural en Colombia, la relación reservas/producción en el año 2014 era de 14 años y se reduce a 5 años en el 2024. Esta disminución sostenida es debida principalmente a una caída en la actividad exploratoria en el 2015, producto de los bajos precios de los hidrocarburos.

Los principales prospectos de gas Orca y Kronos están ubicados costa afuera a profundidades considerables, cuyo desarrollo es costoso y requiere un mínimo de 6 años, dependiendo de su complejidad tecnológica y ambiental, además de la incidencia que tenga la evolución de los precios para permitir su explotación económica.

La principal oferta de gas proviene de los campos de Cusiana, Cupiagua y Floreña, cuya participación será del 56% en el año 2024; a partir del 2025 el campo Cusiana empieza su declinación y en ese mismo año Chuchupa (Guajira) que ha sido el campo principal, prácticamente extingue su producción.

A partir del 2017 el abastecimiento de gas natural se incrementará en 400 GBTUD con gas importado a través de la planta de regasificación ubicada en Cartagena. A nivel nacional, hasta el 2024 existe suficiente margen para suplir la demanda; a partir del 2025 se presentaría un déficit entre 280 y 620 GBTUD.

A nivel regional Costa Atlántica – Interior del país, la situación de abastecimiento es diferente; mientras en la Costa no habrá déficit, en el interior del país si se presentaría desde el año 2020, aunque existiría probabilidad de insuficiencia desde febrero de 2017.

A partir del 2018 la producción de gas natural disponible para la venta se incrementa en forma importante, principalmente por la terminación de contratos en los campos de la región interior; sin embargo, de este gas liberado solo parte estará disponible para el sector térmico, ya que los sectores que lo tienen contratado lo seguirán demandando y por otra parte la regulación existente coloca las plantas térmicas en el último lugar de la prioridad de compra.

Desde el inicio de la operación del MEM, la generación térmica ha demostrado ser un factor fundamental de respaldo y complemento a los recursos hidráulicos, para asegurar la confiabilidad del SIN, no solo bajo condiciones de escasez de recursos hidráulicos, sino también en la operación normal del sistema eléctrico. Durante el fenómeno del Niño 2015-2016, la participación promedio de la generación termoeléctrica alcanzó el 48% en el primer trimestre de 2016.

Con la entrada de la planta de regasificación existe capacidad para suplir la demanda a nivel nacional; sin embargo, a nivel regional se presentan déficits en el interior y en la Costa Atlántica debidos a la necesidad de expandir la red de transporte en ellas.

En caso de presentarse un Niño en el 2017, 2018 o 2019, el déficit en el interior se agravaría cada vez más y en especial para el abastecimiento de las plantas termoeléctricas de la región. Para resolver este problema se requiere poder transportar los excedentes que están atrapados en los campos de Casanare, aumentando la capacidad de los gasoductos El Porvenir-La Belleza y La Belleza-Vasconia.

A partir del año 2020 el incremento de la demanda del interior del país podría ser compensada con el gas que Ecopetrol liberaría en caso de cancelar su nueva planta termoeléctrica de 700 MW en Cusiana y con el aplazamiento de la expansión de la refinería de Barrancabermeja.

Dado el potencial de producción de gas, se encuentra factible el suministro de gas para las plantas termoeléctricas existentes hasta el año 2023; sin embargo, esto solamente será posible si se llevan a cabo en forma oportuna las ampliaciones requeridas de la red de gasoductos, evitando repetir las experiencias pasadas de atrasos en la expansión.

La caída de los precios del gas a nivel internacional beneficia la generación termoeléctrica con gas suministrado por la planta de regasificación, así como también su utilización en otros sectores de consumo. Por otra parte, tiene un efecto negativo retrasando la incorporación de nuevas reservas; de no incorporar a la producción nacional nuevos campos de magnitud significativa, la necesidad de contar con fuentes adicionales de gas natural a partir del 2023, tendría que ser suplida con gas importado.

Construir una nueva planta termoeléctrica a gas natural sería demasiado riesgoso, ya que en el mejor de los casos solo habría gas para el corto plazo (hasta el año 2023) y en esas condiciones es muy difícil para un inversionista tomar la decisión de su construcción.

1 Introducción

El presente informe analiza la viabilidad del abastecimiento de gas natural para las plantas termoeléctricas existentes, así como de la construcción de nuevas plantas a gas, con base en el reciente reporte de la UPME "Plan indicativo de abastecimiento de gas natural 2016".

Se presenta la situación actual de las reservas de gas natural en Colombia, los principales prospectos en la plataforma continental y costa afuera, la oferta y demanda futura y su balance, como también la disponibilidad de gas, especialmente para las plantas termoeléctricas y la proyección futura de los precios del gas.

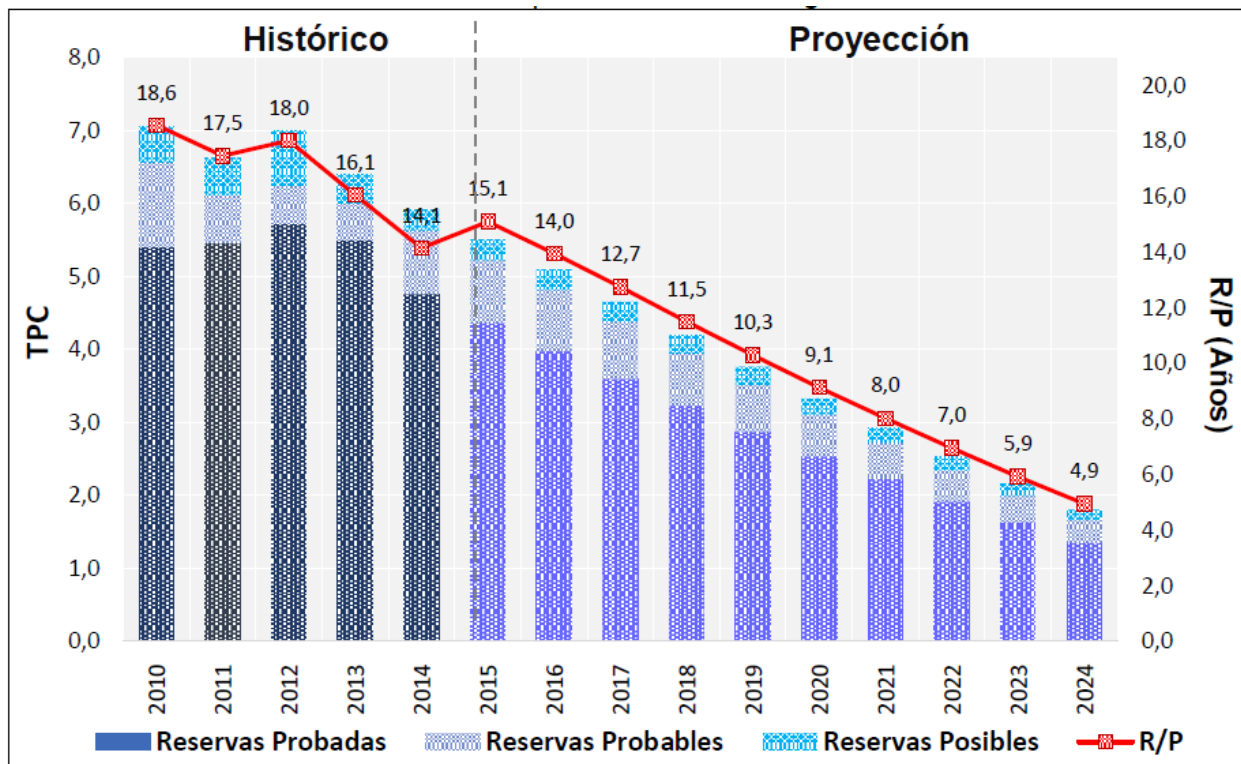
A partir de lo anterior, el CSMEM analiza los principales aspectos que condicionan el abastecimiento del gas para las plantas térmicas del MEM y concluye que el país debe adicionar nuevas fuentes de suministro de gas que podrían provenir de nuevos campos, importaciones de Venezuela, o importaciones a través de una nueva planta de regasificación.

2 Existe Viabilidad para Futuras Termoeléctricas a Gas Natural en el MEM?

2.1 Situación del Gas Natural

2.1.1 Reservas Decrecientes

Las reservas probadas de Colombia están localizadas fundamentalmente en las siguientes cuencas: Llanos Orientales 58%, Guajira 23%, Valle Inferior del Magdalena 12% y Valle del Magdalena Medio 2,5%. Las reservas probables y posibles, se localizan en las mismas cuencas; las mayores reservas probables se encuentran en la Guajira con 35,7% del total y las posibles en el Valle Inferior del Magdalena con 47,7% y 39,3% en los Llanos Orientales.



Fuente: ANH

Gráfico No 1. Evolución de las reservas de Gas Natural

El gráfico No 1 presenta la distribución de las reservas probadas, probables y posibles; del 2010 al 2014 corresponden a las reservas certificadas y reportadas a la ANH. A partir de 2015 las reservas son proyectadas y corresponden a las reservas de 2014, sustrayendo los volúmenes que los operadores de los campos planean producir y sin

incorporar reservas nuevas. La relación reservas/producción en el año 2014 era de 14 años y se reduce a 5 años en el 2024¹.

Se observa una disminución sostenida de las reservas, acompañada por otra parte, de una caída en actividad exploratoria en el 2015, debida principalmente a los bajos precios de los hidrocarburos.

La Tabla No 1 muestra como el 89% de las reservas de gas natural del país se concentran en el 2015 en 7 campos, correspondiendo a 4,25 TPC².

Tabla No 1 – Reservas por Campo

No	CAMPO	OPERADOR	RESERVAS (TPC)	%
1	Cusiana	Equion	1,08	23
2	Chuchupa	Chevron	0,87	18
3	Cupiagua	Ecopetrol	0,85	18
4	Pauto	Equion	0,67	14
5	La Creciente	Pacific	0,40	8
6	Ballena	Chevron	0,22	5
7	Gibraltar	Ecopetrol	0,14	3

2.1.2 Prospectos de Gas

Los principales prospectos de gas natural para ser desarrollados en el mediano y largo plazo están ubicados en territorio continental (on-shore) y costa afuera (off-shore); además del gas natural proveniente de esquistos (shale-gas) ubicado en el Catatumbo, Magdalena Medio y los Llanos Orientales.

En cuanto a los prospectos en el territorio continental, se encuentran:

- Bonga y Mamey, 30 MPCD, Hocol, (2016)
- El Difícil, producción incremental, 15 MPCD, Petrosud, (2016)
- Hurón, 40 MPCD, Equión, (2016)
- Fase II de Gibraltar, 8 MPCD, Ecopetrol, (2017)
- Volcanera, Casanare, 40 MPCD, Ecopetrol, (2017)
- Nelson, Palmer, 100 MPCD, Canacol, (2018)
- Palmer-1, 4 MPCD, CNE

¹ UPME, "Plan indicativo de abastecimiento de gas natural 2016", Abril de 2016.

² ANL, "El gas natural en el nuevo entorno mundial", Jorge Alirio Ortiz Tovar, XIX Congreso de Naturgas, 2016.

- Compa, 2,8 MPCD, Contrato Maracas
- Arjona, 5 MPCD, Contrato Chimichagua
- VIM 5, Potencial 30 MPCD, CNE

Los principales prospectos costa afuera son

- Orca, primer descubrimiento en aguas profundas del Caribe realizado en el 2014 y ubicado 40 km costa afuera en el bloque Tayrona, cuenca Guajira, a una profundidad de 674 m de la tabla de agua. Asociación de Petrobras 40% (operador), Ecopetrol 30%, Repsol 20% y Statoil 10%. Actualmente se realiza el reproceso de la información sísmica, la actualización del modelo geológico y la preparación del pozo delimitador Orca-2 para el 2017.
- Kronos, primer descubrimiento en aguas ultra profundas en Colombia realizado en el 2015, ubicado a 53 km costa afuera en el bloque Fuerte Sur, a una profundidad de 1.584 m de la tabla de agua. Asociación de Anadarko 50% (operador) y Ecopetrol 50%. Actualmente el consorcio adelanta la preparación del pozo delimitador Kronos-2 para el segundo semestre de 2016.

El potencial identificado de los yacimientos no convencionales de gas en sitio (GOES) en las cuencas Catatumbo, Valle del Magdalena Medio y los Llanos es de 308 TPC y se estima que de ellos se pueden recuperar 55 TPC aproximadamente³.

El desarrollo de los prospectos costa afuera y de los no convencionales requiere un mínimo de 6 años, dependiendo de la complejidad tecnológica y ambiental de su explotación y transporte, además que la evolución de los precios del gas permita su explotación económica.

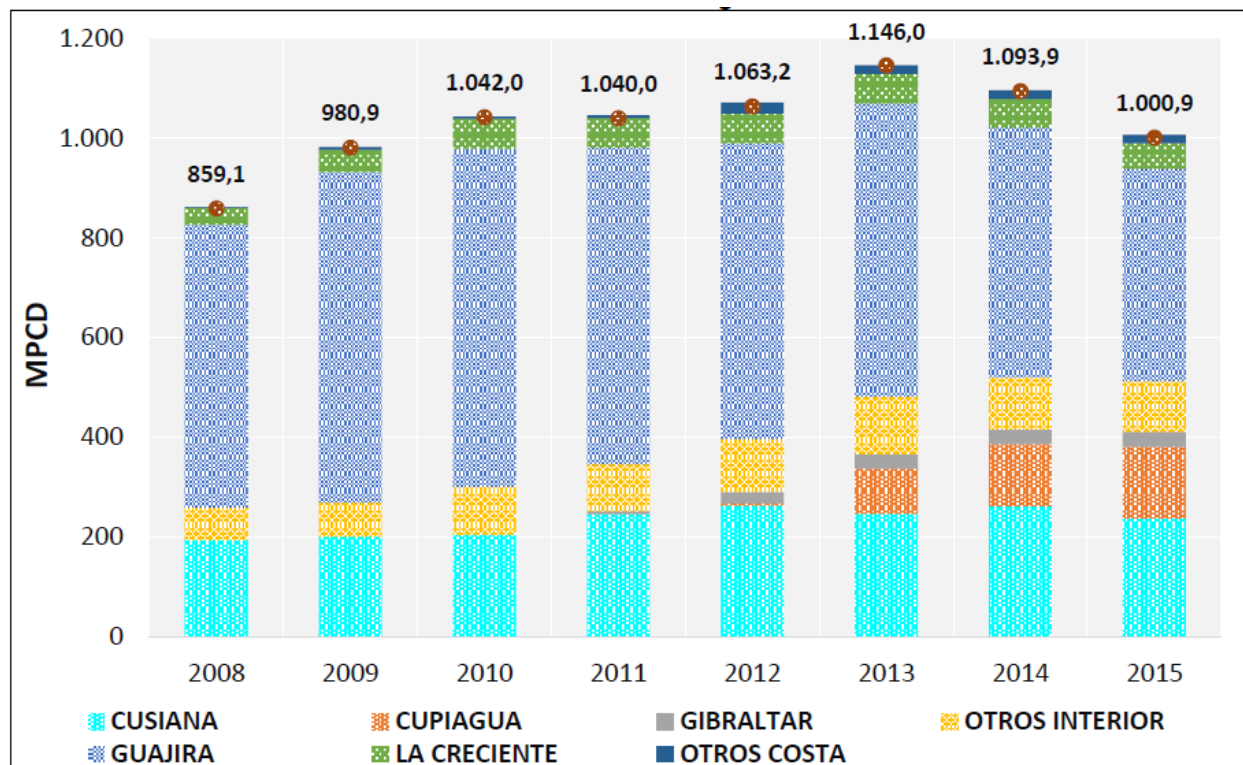
2.1.3 Producción de Gas Natural

El gráfico No 2 presenta la evolución de la producción de gas natural desde el 2008 discriminada por pozos. Se observa como la producción tuvo un máximo (1.146 MPCD) en el 2013 y a partir de ese año viene decreciendo hasta los 1.000 MPCD en el 2015.

Los campos Cupiagua y Cusiana en los Llanos Orientales y Ballena y Chuchupa en la Guajira produjeron en el 2014 y el 2015 alrededor del 80% del total de la producción de gas natural en Colombia, el suministro restante fue aportado por campos pequeños del

³ Estudio EIA/ARI de junio-2013

interior del país y la región Caribe. Por otra parte, es notoria la declinación de la producción que viene ocurriendo en los campos de la Guajira.



Fuente: Concentra

Gráfico No 2. Producción de Gas Natural

2.1.4 Oferta de Gas Natural

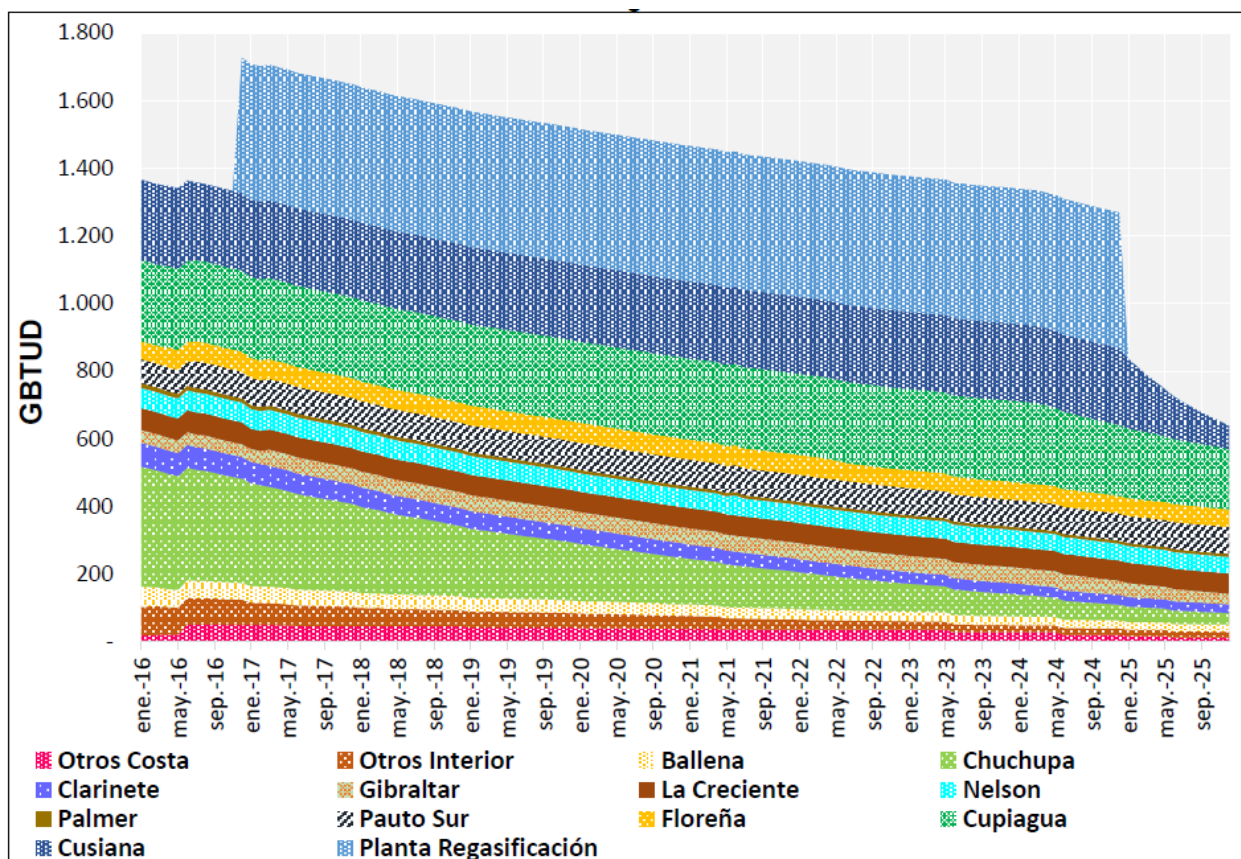
El gráfico No 3 presenta la declaración de gas natural por campo para los próximos 10 años⁴, la cual constituye la oferta base para los análisis a realizar. La principal oferta proviene de los campos de Cusiana, Cupiagua y Floreña, campos que alcanzan una participación del 56% en el año 2024; a partir del 2025 el campo Cusiana empieza su declinación. De otra parte, es notoria la declinación que presenta el campo Chuchupa, la cual en el 2025 prácticamente extingue su producción.

En la declaración de producción existe un buen número de campos con bajas contribuciones, cuyo aporte total resulta importante, pero algunos de los cuales no están interconectados al Sistema Nacional de Transporte, debido a su distancia geográfica y volúmenes bajos, que podrían no justificar financieramente la construcción

⁴ Resolución MME 31132 de 2016

de gasoductos para evacuar tal gas. Cabe destacar la nueva disponibilidad de gas natural ubicada al sur de la Costa Atlántica en campos como Nelson y Clarinete los cuales aportarán una Producción Potencial promedio de 55 GBTUD y 50 GBTUD respectivamente en el periodo 2017 – 2021.

La declaración de producción del 2016, incluye la disponibilidad de 400 GBTUD de gas natural importado a través de la planta de regasificación ubicada en Cartagena, a partir de diciembre de 2016 y hasta diciembre de 2024.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Gráfico No 3. Declaración de producción de Gas Natural por campo

Para efectos de realizar los análisis de oferta-demanda de gas natural en Colombia, la UPME seleccionó 3 escenarios a saber⁵:

- **Escenario bajo:** Corresponde a la declaración de producción de 2016, teniendo en cuenta los aportes de la planta de regasificación y descontando los campos

⁵ Op cit 1

distantes de la red troncal de transporte, con volúmenes inferiores a 2 GBTUD. El descuento por éstas condiciones es inferior a 6 GBTUD.

- **Escenario medio:** Corresponde al escenario bajo más las importaciones escalonadas de Venezuela, que inician en 39 GBTUD en el 2016 y alcanzan 150 GBTUD en el 2020.
- **Escenario alto:** Corresponde al escenario medio más el desarrollo de las reservas probables y las posibles, además considera nuevos recursos convencionales y no convencionales.

2.1.5 Demanda de Gas Natural

La estimación de demanda total de gas natural del país realizada por la UPME se efectuó a partir de las proyecciones individuales de los distintos sectores de consumo: residencial, comercial, industrial, petroquímico, petrolero (Ecopetrol), transporte (GNV) y termoeléctrico⁶.

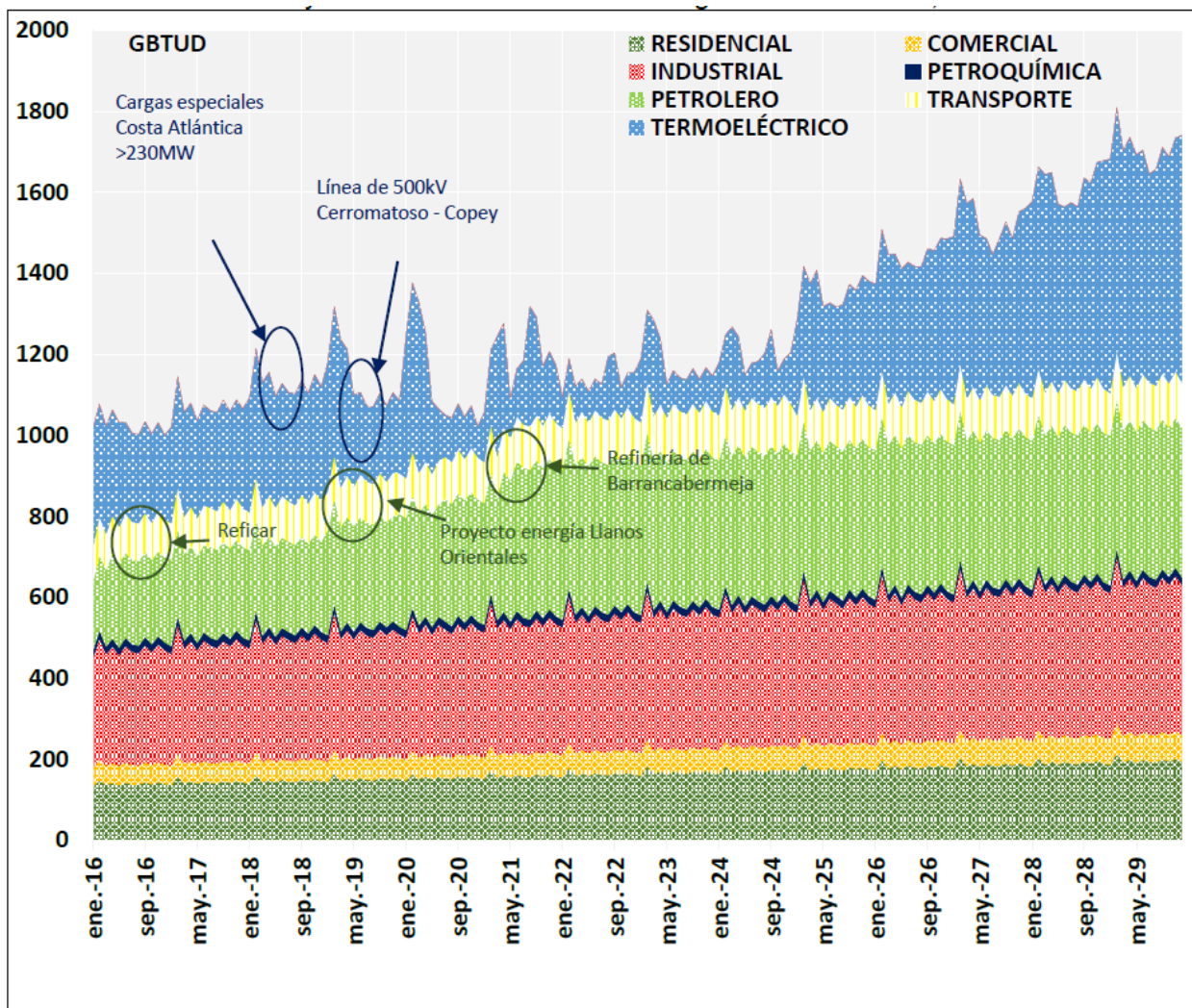
Aspectos relevantes que inciden en la variación de la demanda de gas natural:

- En el 2016, ampliación de la refinería de Cartagena Reficar, con un aumento de 15 GBTUD a 85 GBTUD en la región Costa.
- En el sector termoeléctrico entre los años 2016 a 2018, aumento de la demanda de gas debido al incremento de las generaciones de seguridad, en Atlántico y Bolívar, por contingencias locales de STR y de uno de los circuitos de 500 kV que conectan la Costa con el interior del país. Asimismo, en menor proporción, debido al despacho permanente de Termoyopal para el soporte de tensión en la red eléctrica de Enerca.
- En el año 2018 aumento de la demanda de gas, por generación de seguridad requerida para soportar nuevas cargas de aproximadamente 300 MW en la Costa, asociadas a proyectos mineros y sociedades portuarias que implican un aumento en el consumo de aproximadamente 83 GBTUD.
- En el año 2019 se prevé una fuerte caída en el consumo de gas natural para la generación eléctrica, de aproximadamente 211 GBTUD, debido a la entrada de los proyectos hidroeléctricos Ituango y Porvenir, así como la entrada en servicio de los enlaces a 500 kV Ituango – Cerromatoso – Chinú – Copey, que disminuyen de manera significativa la generación de seguridad en el área Caribe.
- En el año 2020 el proyecto de generación de Copetrol de 700 MW que aumenta la demanda de 20 a 118 GBTUD en la región Centro.

⁶ Op cit 1

- Ampliación refinería de Barrancabermeja, con un aumento de 100 GBTUD a 152 GBTUD en la región Noreste, en el 2021 y a 172,8 GBTUD en el 2022.

Para los análisis de oferta-demanda, la UPME contempla tres escenarios de demanda: bajo, medio y alto. El gráfico No 4 presenta la proyección de demanda de gas natural para el escenario medio; a nivel nacional, la demanda proyectada de gas natural en el escenario medio corresponde a un crecimiento promedio año de 3,5% entre 2015 y 2029, pasando de 1.060 GBTUD a 1.707 GBTUD. Estos valores no incluyen la demanda de gas utilizado para la compresión requerida en el transporte de gas, que es alrededor de 25 GBTUD.



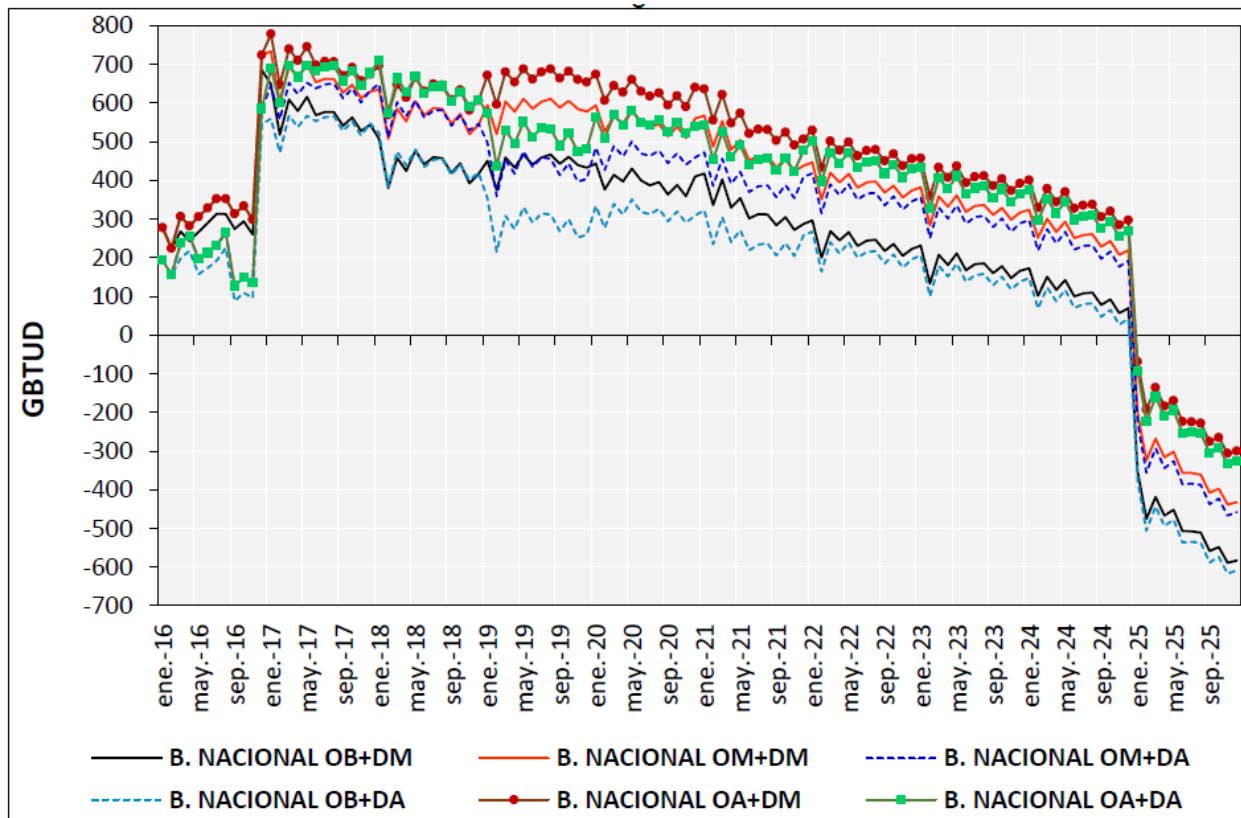
Fuente: UPME

Gráfico No 4. Escenario medio de proyección de demanda de Gas Natural

2.1.6 Balance del Gas Natural

En la predicción de la demanda de gas natural a nivel nacional, la demanda de gas para generación de electricidad, solo considera condiciones normales de operación, sin incluir la posible presencia de fenómenos del Niño dentro del periodo de proyección. Así mismo, a nivel nacional las proyecciones son totales y no consideran posibles limitaciones comerciales o de transporte regional.

El balance de gas natural oferta-demanda proyectado por la UPME, considera la combinación de los diferentes escenarios definidos previamente⁷; a nivel agregado nacional, su resultado se presenta en el gráfico No 5.



Fuente. UPME

Gráfico No 5. Balance oferta demanda de Gas Natural para escenarios combinados

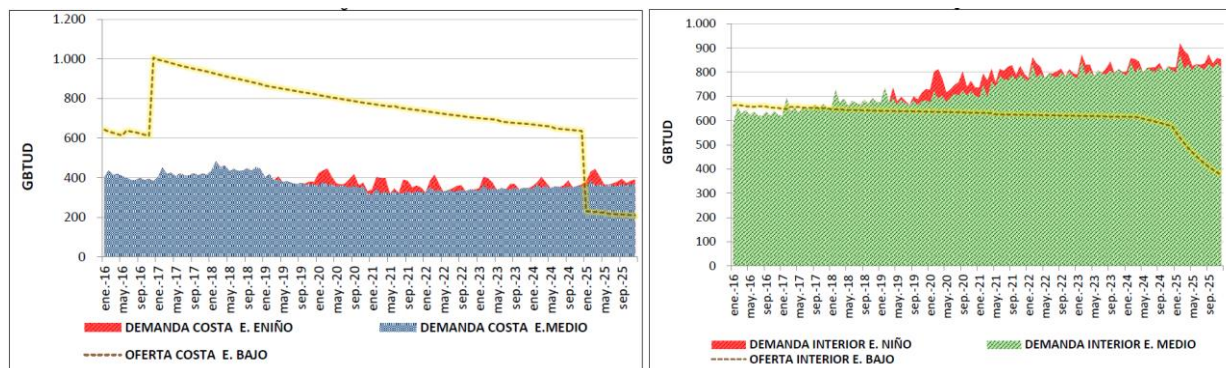
Se observa que a nivel nacional, con la entrada de la planta de regasificación en el 2017 y hasta el 2024 donde desaparece la oferta de ésta, existe suficiente margen para suplir la demanda en los diferentes escenarios analizados. A partir del año 2025 se

⁷ Op cit 1

presentaría un déficit entre 280 y 620 GBTUD (dependiendo de los escenarios considerados).

A nivel regional Costa Atlántica – Interior del país, la situación de abastecimiento es diferente; si bien en la Costa Atlántica se presenta una tendencia similar al resultado obtenido a nivel nacional, ya que su oferta incluye la planta de regasificación; en contraste, en el interior del país, se presenta déficit desde el año 2020, aunque para los escenarios oferta baja - demanda media, existiría insuficiencia desde febrero de 2017.

Ahora bien, considerando la ocurrencia de fenómenos de El Niño, como si sucedieran en cada uno de los años entre el 2019 y 2025 y analizando los escenarios demanda media – oferta baja, el balance a nivel regional se presenta en el gráfico No 6.



Fuente. UPME

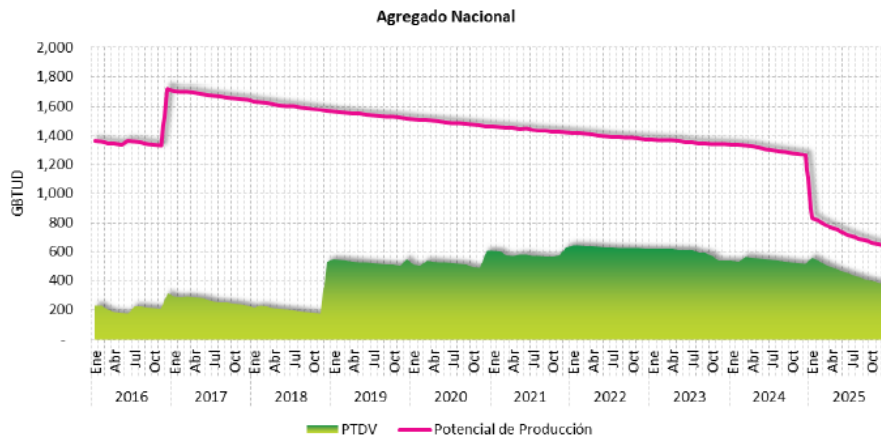
Gráficos No 6 - Balance de Gas Natural en la Costa y el Interior

En la región de la Costa, dada la finalización del contrato de suministro de la planta de regasificación, se presentaría déficit a partir del 2025, en el caso del Interior se presentaría déficit permanente desde el año 2017.

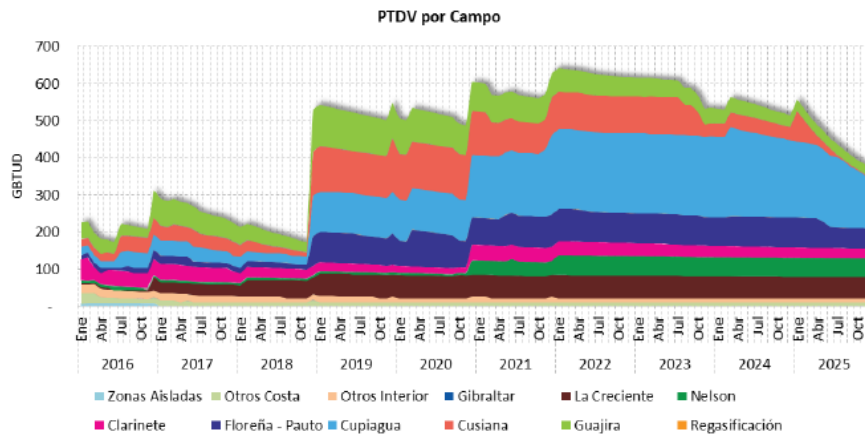
2.1.7 Producción de Gas Natural Disponible

De acuerdo a la información declarada en el año 2016, publicada por el MME en la Resolución 31132 de 2016, el gráfico No 7 el Potencial de Producción – PP y la Producción Total Disponible para la Venta - PTDV, en el período 2016 – 2025, para la totalidad de los campos declarados al MME⁸.

⁸ Concentra, “Declaración de producción de gas natural 2016”, Abril 18 de 2016.



Fuente. Concentra
Gráfico No 7 – Potencial Nacional de Producción y Disponible para Venta de Gas



Fuente: Ministerio de Minas y Energía | Cálculos: Concentra – Inteligencia en Energía
Gráfico No 8 – Producción de Gas Disponible por Campo

El gráfico No 8 presenta la evolución del promedio anual de la Producción Total Disponible para la Venta, para los principales campos de producción.

Es interesante observar como a partir del 2018 la producción de gas natural disponible para la venta se incrementa en forma importante, principalmente por la terminación de contratos en los campos de la región interior: Floreña-Pauto, Cupiagua y Cusiana; sin embargo de este gas liberado solo parte estará disponible para el sector térmico, ya que los sectores que lo tienen contratado lo seguirán demandando y por otra parte la regulación existente coloca las plantas térmicas en el último lugar de la prioridad de compra.

2.2 Termoeléctricas a Gas Natural

En buena parte el desarrollo de la infraestructura de gas natural a nivel nacional, fue posible gracias a la construcción de un importante parque termoeléctrico a gas, tanto en la Costa Atlántica como en el interior del país, compuesto por las centrales de Flores, Tebsa, Merrilectrica, TermoSierra, TermoCentro, TermoDorada, TermoValle, TermoEmcali y Candelaria, con un total aproximado de 2.000 MW⁹. Actualmente tal como se muestra en la Tabla No 2, la capacidad total de las plantas a gas es de 3.685 MW, correspondiente al 78% del parque térmico total.

Tabla No 2. Termoeléctricas a Gas

Ubicación	Planta	Capacidad MW	Combustible				
			Gas	Fuel	ACPM	Jet	Carbón
Costa	Proeléctrica	90	X				
	TEBSA	791	X				
	Flores I	158	X	X			
	Flores IV	450	X		X		
	Barranquilla	112	X	X			
	Candelaria	315	X	X			
	Cartagena	187	X	X			
	Guajira	300	x				X
Interior	Merrieléctrica	167	X				
	Centro	264	X			X	
	Dorada	46	X		X	X	
	Emcali	213	X	X			
	Sierra	365	X		X		
	Valle	197	X				
	Yopal	30	X				

Es importante mencionar que el desarrollo de las plantas del interior se dio con base en el suministro de gas del campo de Opón, campo que inesperadamente no respondió a las expectativas de producción que se tenían de él, cambiando radicalmente el suministro para estas plantas y poniéndolas a depender del gas Guajira con punto de entrega en Barrancabermeja. Contractualmente y pocos meses después de haber firmado los contratos de suministro con Ecopetrol, la falla de Opón ocasionó un faltante de gas muy importante, que obligó al cambio de los contratos existentes, reduciendo la capacidad de energía firme de las plantas térmicas.

Desde el inicio de la operación del MEM, la generación térmica ha demostrado ser un factor fundamental de respaldo y complemento a los recursos hidráulicos, para

⁹ Informe 60 del CSMEM, “Abastecimiento adecuado de gas natural, un tema sin resolver”, Julio 14 de 2011.

asegurar la confiabilidad del SIN, no solo bajo condiciones de escasez de recursos hidráulicos, sino también en la operación normal del sistema eléctrico.

En el primer trimestre de 2016 durante el periodo del Niño, el abastecimiento de gas natural de las plantas termoeléctricas del SIN fue 371 GBTUD, cantidad insuficiente que requirió ser complementada con combustibles líquidos. Para algunos días específicos el consumo de gas natural de las plantas termoeléctricas alcanzó los 454 GBTUD. Una vez entre en operación la planta de regasificación, su capacidad podría dedicarse totalmente al abastecimiento de las plantas térmicas; sin embargo, se debe tener en cuenta que actualmente la infraestructura de transporte no permite que este gas llegue a todas las plantas termoeléctricas.

Durante el fenómeno del Niño 2015-2016, la participación promedio de la generación termoeléctrica pasó de 49 GWh/día (28%) en el primer semestre de 2015, a 88 GWh/día (48%) en el primer trimestre de 2016. Dada la situación apremiante de los bajos niveles de los embalses, agravada con la indisponibilidad total de Guatapé, a finales de marzo, la participación de la generación térmica promedio superó el 50% de la generación total, siendo la generación con base en gas natural 45 GWh/día, que corresponde al 26% de la generación total¹⁰.

2.2.1 Abastecimiento de Gas Natural para las Termoeléctricas

Tal como fue analizado anteriormente, con la entrada de la planta de regasificación existe capacidad para suplir la demanda a nivel nacional; sin embargo, a nivel regional se presentan déficits en el interior y en la Costa Atlántica debidos a la necesidad de expandir la red de transporte en ellas¹¹:

- Para poder abastecer adecuadamente la demanda de Barranquilla se necesitará gas natural importado a partir de diciembre de 2016, lo cual requiere contar con una capacidad de transporte Cartagena - Barranquilla (contrario al sentido actual) de 195 MPCD, para transportar el gas correspondiente a las Obligaciones de Energía en Firme – OEF de Tebsa, TermoFlores y TermoBarranquilla. Además, a partir de diciembre de 2020, se debe aumentar esta capacidad a 266 MPCD, lo cual requiere la construcción de loops Paiva-Caracolí y Cabica-Arenosa.
- Bajo condiciones normales (sin Niño), a partir del 2017 se presentaría déficit de gas natural para abastecer la demanda de gas del interior y por tanto las plantas

¹⁰ Informe 105 del CSMEM, "Experiencias del Niño 2015-2016, Abril 11 de 2016.

¹¹ Op Cit 1.

térmicas de esa región. Para resolver esta situación, se requiere contar con toda la capacidad de producción de los campos de Casanare, lo cual implicaría aumentar la capacidad de los gasoductos El Porvenir-La Belleza y La Belleza-Vasconia hasta 450 MPCD y 320 MPCD, respectivamente.

- Para transportar el gas disponible en el Valle Inferior del Magdalena hasta Cartagena, se requeriría en enero de 2017 aumentar la capacidad de transporte entre Sincelejo y Cartagena a 200 MPCD.
- En caso que los generadores del interior requieran acceder al gas natural importado, se necesitaría mayor capacidad de transporte en el gasoducto Cartagena Barranquilla desde el año 2022. Además, desde el 2020 el tramo Barranquilla - Ballena, requeriría capacidad de transporte bidireccional, del orden de 100 MPCD y de 200 MPCD desde febrero de 2023.
- Si bien con la planta de regasificación de Cartagena el riesgo de desabastecimiento de la demanda nacional ocurre en enero del 2025, en los años 2023 y 2024 el tramo Ballena – Barranca tiene apenas suficiente capacidad de transporte frente a los requerimientos, esto señala la urgencia de contar en el año 2023 con fuentes adicionales de gas natural, como podría ser la planta de regasificación ubicada en Buenaventura.

Un tema delicado en cuanto al abastecimiento de gas en el interior tiene que ver con la construcción de la termoeléctrica de Ecopetrol de 700 MW, que entraría en operación plena en el año 2020, requiriendo 100 GBTUD del gas de los campos de Cusiana y Cupiagua, el cual no estaría disponible para su comercialización en los sectores residencial, vehicular e industrial, lo cual implicaría que dicho gas sería reemplazado con gas importado de la planta de regasificación. Esta asignación del gas natural presenta las siguientes distorsiones¹²:

- Encarecería significativamente, 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.

¹² Informe 98 del CSMS, "Abastecimiento condicionado de gas natural", Abril 16 de 2015.

- Podría conllevar una violación del régimen regulatorio del mercado eléctrico, al integrar verticalmente un productor de gas con un generador de electricidad^{13, 14}.
- 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.

2.2.1 Precios de Gas

El gráfico No 9 presenta la forma como han evolucionado los precios del gas natural Henry Hub desde el año 2014, los cuales muestran una clara tendencia a la baja como producto principalmente de la caída de los precios del petróleo y al incremento sustancial en la producción de gas a partir de esquistos bituminosos (shale gas) en los Estados Unidos. Si bien estos precios pudieran ser referentes para las importaciones de gas para la planta de regasificación, ellos no incluyen los costos inherentes al proceso de licuefacción, transporte, etc. y se presenta únicamente con fines ilustrativos.

Natural gas spot prices (Henry Hub)



eia Source: Natural Gas Intelligence

Fuente: EIA – US Energy Information Administration, Mayo 11 de 2016

Gráfico No 9 - Precios del Gas Natural Henry Hub

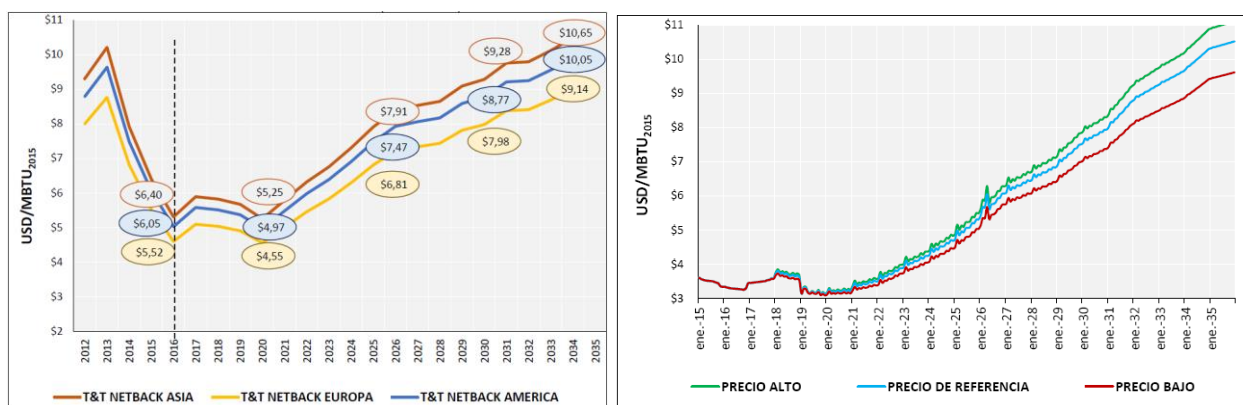
¹³ Luis Guillermo Vélez, “Regulación de la integración vertical y horizontal en el sector de los servicios públicos domiciliarios”. Luisguillermovelezalvarez.blogspot.com, Marzo 14 de 2014.

¹⁴ Resoluciones CREG 057 de 1996, 071 de 1998 y 112 de 2007.

De acuerdo con los análisis realizados por la UPME¹⁵, las negociaciones que se llevaron a cabo bajo la Resolución CREG 089 de 2013 y 170 de 2015, indican que el gas Guajira se negoció a US\$ 6,17/MBTU, el de Cupiagua a US\$ 4,35/MBTU y el de Cusiana a US\$ 3,34/MBTU. Dichas negociaciones se realizaron en presencia del fenómeno del Niño 2015-2016, con fuerte escasez de gas natural para la generación termoeléctrica.

Para efectuar las proyecciones del precio del gas natural para la Costa, la UPME lo hizo con base en el precio de Trinidad y Tobago como proveedor del gas natural para la planta de regasificación y utilizó el índice internacional NBP¹⁶ como indexador para los siguientes años de proyección.

Para los precios del Interior, utilizó un precio compuesto entre los índices internacionales y los precios nacionales, los cuales hasta el 2020 están por debajo de US\$ 4/MBTU debido a los bajos volúmenes de gas importado que entrarían al interior. Posteriormente, con mayor participación de las importaciones, se tiende a los precios internacionales, convergiendo con los precios de la Costa. Las proyecciones de precios del gas para las regiones Costa e interior se muestran el gráfico No 10.



Fuente: UPME

Gráfico No 10 - Proyecciones de precio del gas para la Costa y el Interior

2.3 Reflexiones

- Para poder abastecer el gas que requieren las plantas térmicas Tebsa, TermoFlores y TermoBarranquilla, durante la ocurrencia de un Niño en cualquier

¹⁵ Op Cit 1

¹⁶ NBP es el marcador del precio spot de gas natural en Inglaterra

momento a partir del año 2017, es absolutamente necesario que la ampliación de la capacidad del gasoducto Cartagena – Barranquilla, esté completamente operativa en ese momento.

- De acuerdo con las proyecciones de la UPME, a partir del 2017 se podría presentar déficit para abastecer la demanda del interior bajo condiciones normales. En caso de presentarse un Niño en el 2017, 2018 o 2019, la situación se agravaría cada vez más y en especial para el abastecimiento de las plantas termoeléctricas de la región. Para resolver este problema, se requiere poder transportar los excedentes que están atrapados en los campos de Casanare, aumentando la capacidad de los gasoductos El Porvenir-La Belleza y La Belleza-Vasconia.
- A partir del año 2020 el incremento de la demanda del interior del país podría ser compensada con el gas que Ecopetrol liberaría en caso de cancelar su nueva planta termoeléctrica de 700 MW (100 GBTUD) en Cuasiana. Esta disponibilidad adicional de gas en el interior se podría incrementar en 52 GBTUD en el año 2021 y 21 GBTUD más en el 2022, con el aplazamiento de la expansión de la refinería de Barrancabermeja, decisión que aparentemente ya fue tomada por Ecopetrol.
- Con base en el análisis de oferta-demanda de gas natural, en principio dado el potencial de producción, se encuentra factible el suministro de gas para las plantas termoeléctricas existentes hasta el año 2023; sin embargo, el CSMEM alerta que esto solamente será posible si se llevan a cabo en forma oportuna las ampliaciones requeridas de la red de gasoductos, evitando repetir las experiencias pasadas de los atrasos en la expansión de la red y en la construcción de la planta de regasificación.
- La caída de los precios del gas a nivel internacional, beneficia la generación termoeléctrica con gas suministrado por la planta de regasificación, así como también su utilización en otros sectores de consumo: residencial, industrial y vehicular. Por otra parte, tiene un efecto negativo retrasando la incorporación de nuevas reservas tanto en la plataforma continental, como en los desarrollos costa afuera. De no incorporar a la producción nacional nuevos campos de magnitud significativa, la necesidad de contar con fuentes adicionales de gas natural a partir del 2023, tendría que ser suplida con gas importado, bien sea con importaciones de Venezuela, ampliando la planta de regasificación de

Cartagena, o construyendo una nueva en Buenaventura. Esta situación llevaría en el futuro al sector gas, a ser dependiente de los suministros internacionales.

- Teniendo en cuenta que a partir del 2023 se requiere incrementar el suministro de gas natural con la entrada de nuevos campos y/o gas importado, el CSMEM considera muy importante efectuar un seguimiento estricto a la evolución del desarrollo de nuevas reservas, ya que en caso de no tener éxito al respecto, sería necesario asegurar la construcción de una nueva planta de regasificación o bien concretar con certeza la importación de gas de Venezuela, que permitan el abastecimiento adecuado del país.
- Si se decide construir una nueva planta de regasificación, es importante tener en cuenta que su construcción requiere del orden de 4 años y tanto la financiación como la estructuración del proyecto deberían estar finalizados a más tardar en el 2019.
- Revisando las proyecciones de abastecimiento y demanda del gas natural, se encuentra que construir una nueva planta termoeléctrica a gas natural sería demasiado riesgoso, ya que en el mejor de los casos solo habría gas para el corto plazo (hasta el año 2023) y en esas condiciones es muy difícil para un inversionista tomar la decisión de su construcción. Esta situación ya ha sido notoria en el pasado, con la ausencia de las plantas a gas en las últimas subastas de energía firme.
- La intervención de Termo Candelaria durante el pasado Niño, muestra claramente la importancia de abastecer adecuadamente las plantas termoeléctricas a gas. De lo contrario se presentan imperfecciones operativas y financieras en el MEM que afectan el desempeño de todos los agentes. Igualmente el desabastecimiento de gas para las plantas termoeléctricas ocasionó la necesidad de utilizar combustibles líquidos, lo cual incidió en forma importante en el alza de las tarifas eléctricas, no solo por el precio de bolsa, sino por todos los demás efectos colaterales, costo de generaciones de seguridad, costo del AGC, etc.