

Comentario Económico del día

Director: Sergio Clavijo

Con la colaboración de Ekaterina Cuéllar y Andrea Ríos

Abril 5 de 2017

Gas natural y sus desafíos regulatorios

En los últimos meses, el sector de hidrocarburos ha venido anunciando importantes hallazgos en la Costa Caribe colombiana, particularmente en lo referente al gas natural. Allí se destacan los descubrimientos *offshore* de Kronos-1, Orca-1 y, más recientemente, Purple Angel-1. Lo anterior podría estar aumentando las reservas de gas natural de sus niveles actuales de 5.443 Gpc (equivalentes a 10-11 años de producción vs. los 5-6 años en el caso del petróleo), en línea con las recientes estimaciones de la UPME (ver gráfico 1).

Ello permitiría asegurar la disponibilidad de gas natural en los próximos años, a pesar de que la demanda energética de Colombia ha venido recargándose aún más sobre dicho hidrocarburo, alcanzando una participación del 27% dentro del total de fuentes en 2015 (vs. 21% una década atrás). Los sectores industrial y termoeléctrico explican buena parte de dicha demanda por gas, expandiéndose a ritmos promedio del 5%-10% anual.

El gran desafío consiste en evitar que la actual situación de incertidumbre regulatoria y de cambios climáticos (Fenómeno del Niño en 2015-2016) lleve a postergar las cuantiosas inversiones que requiere el sector gasífero de Colombia. Recordemos que recientemente las plantas térmicas dispararon el consumo de gas en forma tal que el sector no estaba preparado y debieron entonces recargarse en combustibles líquidos más costosos. Ello tuvo que ver con: i) la declinación natural de los campos de la Guajira (Chuchupa y Ballena), cuya participación en la producción ha venido cayendo del 63% al 32% en 2010-2016; y ii) la falta de infraestructura de alma-

cenamiento-transporte de gas natural, afectada por la incertidumbre en materia de recuperación de las inversiones ante la regulación de precios.

A pesar de dicha incertidumbre, la infraestructura de almacenamiento-transporte de gas natural ha tenido algunos avances. Cabe destacar, por ejemplo, la planta de regasificación de gas natural licuado ubicada en Cartagena (terminada hacia finales de 2016), tras inversiones por US\$442 millones. Dicha terminal asegurará el suministro de gas natural para las térmicas de la Costa Atlántica, gracias a su capacidad de regasificación de 400 Mpcd (equivalente a cerca del 40% de la demanda nacional). Hacia futuro, los excedentes podrían abastecer otros sectores, pero se requerirían cambios normativos favorables a dicho objetivo.

En materia de infraestructura de transporte, también cabe señalar los proyectos de la Costa Caribe, que aumentarían la oferta de gas natural en 60 Mpcd (6% de la producción nacional). En particular, el gasoducto del Sur (con una inversión de US\$200 millones) conectará los campos de Sucre y Córdoba a Cartagena (a través del Sistema Nacional de Transporte-SNT); mientras que el gasoducto Plato-Bosconia-Valledupar (con una inversión de US\$60 millones) permite la incorporación de los campos del Magdalena al SNT (destinando la mitad de la capacidad al interior del país). Este tema de interconexión norte-sur es vital para asegurar la provisión a nivel nacional.

Los riesgos a futuro tienen que ver con la regulación tarifaria de la distribución. La Resolución

Continúa

Director: Sergio Clavijo

Con la colaboración de Ekaterina Cuéllar y Andrea Ríos

CREG 202 de 2013 estableció los criterios generales para remunerar dichas actividades. De acuerdo con esta norma, las tarifas se fijarían con base en los costos medios históricos (para los mercados existentes) o de mediano plazo (para los mercados nuevos). Para ello se tendrían en cuenta: i) la valoración de la inversión base, que incluye las inversiones existentes y el programa de nuevas inversiones; ii) la demanda; iii) los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM); y iv) la tasa de retorno (WACC), ver *Comentario Económico del Día* 25 de febrero de 2014.

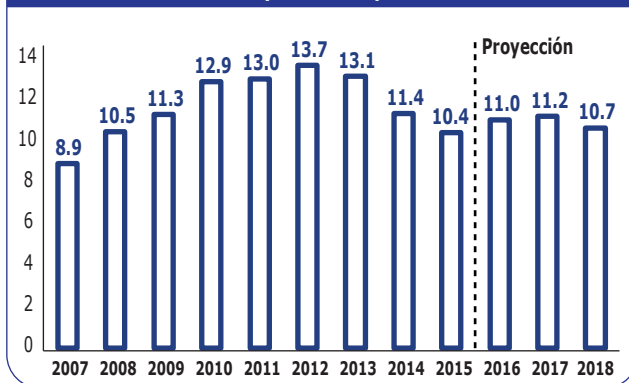
Sin embargo, los parámetros de AOM y WACC solo se definieron hasta 2014-2015 (Resoluciones CREG 138 de 2014 y 125 de 2015), lo cual complementó la metodología de cálculo de las tarifas, establecida en la mencionada Resolución de 2013. Al aplicar las anteriores modificaciones y analizar la información suministrada por las empresas del sector para establecer las nuevas tarifas de distribución, la CREG encontró que no se estaban separando adecuadamente los costos-gastos asociados a las actividades de distribución de los de otras actividades, trasladándole a los usuarios gastos que no debían pagar.

Por lo anterior, la Resolución CREG 95 de 2016 buscó resolver estos problemas, después de la revocatoria parcial de la Resolución 202 de 2013. Luego, a futuro no está aún clara la separación de costos y su incidencia sobre las tarifas finales al distribuidor y al consumidor.

En síntesis, el sector de gas natural en Colombia luce promisorio en los próximos años gracias a: i) los recientes hallazgos en la Costa Caribe colombiana; y ii) los nuevos planes de inversión anunciados por Ecopetrol, por cerca de US\$650 millones en exploración en 2017, incluyendo la perforación de 5 nuevos pozos. A futuro, ello tendría el potencial de reducir el precio del gas natural de sus niveles actuales de US\$5.1/MBtu (vs. los US\$3/MBtu observados en Estados Unidos), permitiendo disminuciones en el Costo Colombia (ver gráfico 2).

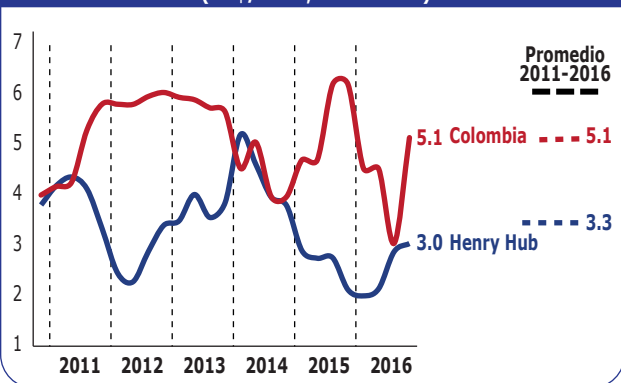
La clave estará en asegurar el suministro de gas natural, apoyándose en la planta de regasificación de Cartagena y la interconexión norte-sur. Pero esto solo lucirá sostenible si la regulación da los incentivos requeridos a los inversionistas, de una parte, y a los consumidores tarifas costeables frente a referentes internacionales, de otra parte.

Gráfico 1. Colombia: reservas de gas en años (2007-2018)



Fuente: cálculos Anif con base en ANH.

Gráfico 2. Precio del gas natural (US\$/MBtu, 2011-2016)



Fuente: cálculos Anif con base en EIA, CREG, Ecopetrol y BMC.