EnerDossier

Informe Sobre El Mercado Energético Global

Al 21 de mayo de 2012

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

Análisis I: El gas natural en contrapeso a la energía nuclear 4

-¿Es gas shale es la solución para la economía americana? 7

-Y el petróleo sigue un camino parecido 8

Análisis II: Nueva frontera gasífera. Brasil y los descubrimientos onshore 10

Análisis III: Chile y los precios del gas natural 12

-Gas Atacama quiere aprovechar el gas shale 14

Análisis: El gas natural en contrapeso a la energía nuclear

Hace dos años, 15 eléctricas estadounidenses tenían planes para construir 29 reactores nucleares con una inversión de 90.000 millones de dólares (68.500 millones de euros). En la última semana, Japón cerró su última nuclear. Y, en EEUU, sólo 3 de esos reactores han logrado aprobación administrativa y están en camino de ser construidos. Otros 18 aguardan la licencia, pero las eléctricas que los han planeado no se van a construirlos. Simplemente, quieren tener la autorización legal para decidir en el futuro qué hacer. El "*renacimiento nuclear*" de George W. Bush y Barack Obama —una de las pocas cosas que unían a ambos presidentes— se ha acabado antes de empezar. Incluso Dominion Resources, una empresa que ya posee cinco centrales en Virginia y varias térmicas de carbón en Nueva York, está construyendo una central de ciclo combinado.

¿Qué ha pasado? En Japón, la catástrofe de Fukushima. En EEUU, la llegada del gas natural. De hecho, en la primera economía mundial se están construyendo en este momento 258 plantas eléctricas de diversos tipos basadas en el gas natural. Así, el gas natural —es decir, la economía— y no el medio ambiente es lo que amenaza con pulverizar a la energía nuclear en EEUU y, posiblemente, también en otros países, como China.

Las cifras son irrebatibles. Esta semana el precio de esta fuente de energía rompió el suelo de los 2 dólares por BTU (siglas de Unidad Térmica Inglesa, que es lo que todavía usa EEUU para medir la energía, y que en el resto del mundo ha sido sustituido por el julio). Esa cifra, en sí misma, no quiere decir nada. Así que mejor comparémosla con lo que cuestan otras fuentes de energía por BTU en ese país:

-Petróleo 'Brent' (del Mar del Norte): 20,76 dólares;

-Petróleo 'West Texas Intermediate' (de Texas): 17,69 dólares;

-Energía nuclear en EEUU: 9 dólares;

-Carbón de los Apalaches (del Este de EEUU): 2,52 dólares;

-Carbón de la Cuenca del Río Powder (del Oeste de EEUU): 0,57 dólares.

La pulverización de la energía nuclear por el gas natural es notable porque la primera está muy subsidiada. Desde 2005, el Estado federal —equivalente más o menos a la Administración central española— garantiza el 90% de la financiación para construir una nuclear. Gilbert Metcalf, de la Universidad Tufts, estima que en total el 49,4% del coste de la generación de electricidad nuclear corre a cargo del Estado. En las térmicas de gas no hay ayudas públicas. Pero la diferencia de costes es abrumadora. Una nuclear cuesta unos 1.500 dólares por kilovatio de potencia, http://depletedcranium.com/hope-this-works/ como admite la propia industria de la energía atómica. Una térmica de gas natural, 400.

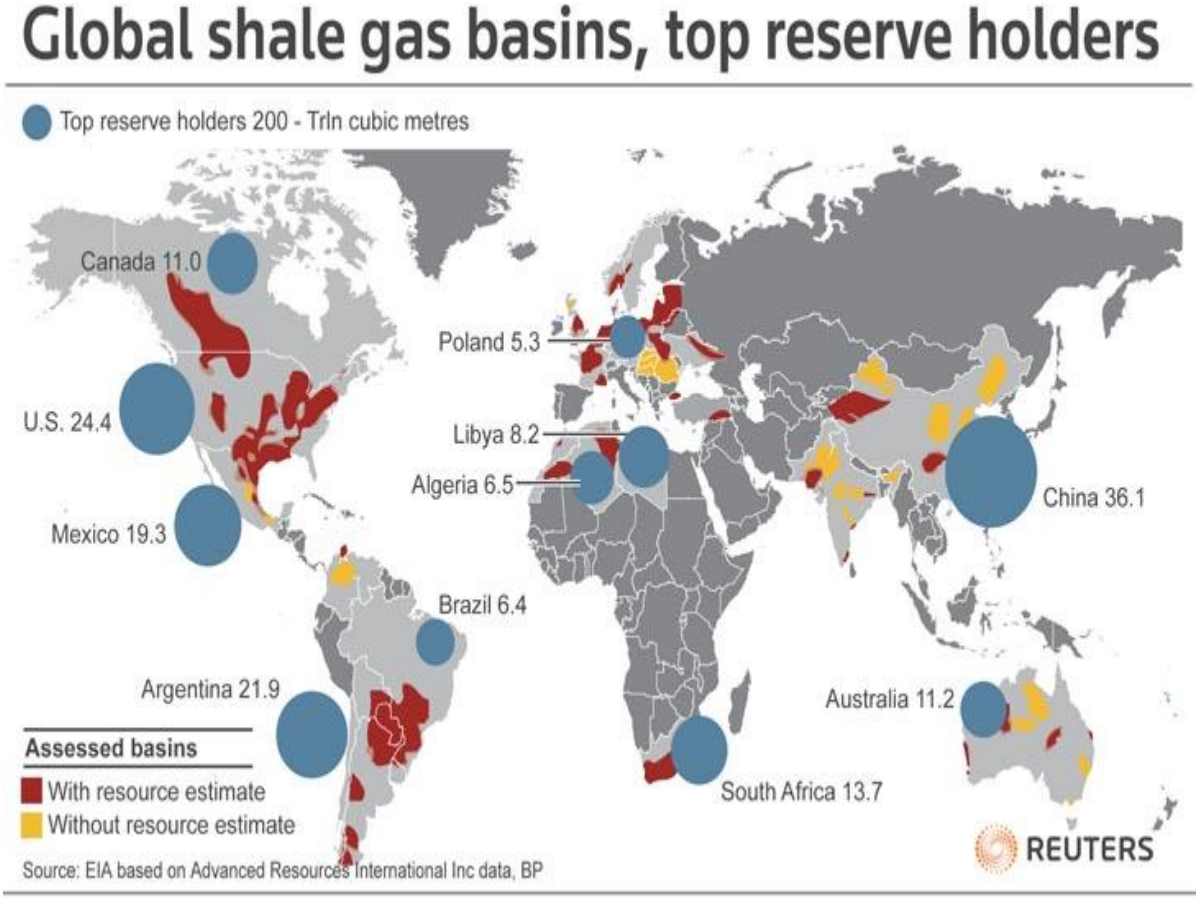
Hay matices, sin embargo. Una nuclear dura entre 40 y 60 años, y nadie sabe dónde va a estar el precio del gas entonces. De hecho, el gas en EEUU ha caído en un 88% desde los más de 15 dólares que llegó a marcar en enero de 2005 y se ha desenganchado del precio del petróleo, debido a la expansión del fracking, así que ¿cómo sabemos dónde va a estar en 2019? Georgia ha aprobado la construcción de dos reactores sobre la base de que la energía nuclear saldrá entre 750 y 4.600 millones de euros más barata que el gas. Eso sí: a lo largo de un plazo de medio siglo, lo que al final deja el ahorro bastante limitado y para un momento en el que ningún regulador o político estará en activo (o, simplemente, vivo).

La estabilidad de la energía nuclear y el tremendo coste de sus plantas hacen que en gran parte del mundo en desarrollo todavía se mantengan los planes de expansión de esta fuente de energía. Porque una nuclear trabaja durante dos años sin parar, y no tiene problemas de abastecimiento, ni necesita gasoductos. Además, el uranio no se destina a usos industriales o a calefacción, como el gas natural, con lo que una central nuclear no tiene que competir con esos sectores. Bill Gates, por ejemplo, sigue apostando por la energía nuclear, en la que ha trabajado con la japonesa Toshiba, 'mini reactores'.

Así que ahora Estados Unidos tiene demasiado gas. Eso puede ser un problema. La producción de gas en ese país se destina a Tanto que algunos gigantes del sector, como la canadiense Encana o la estadounidense Chesapeake (la segunda mayor productora de gas) están recortando dramáticamente sus inversiones porque, con dos dólares por BTU, no les es rentable seguir abriendo pozos. La opción es exportar e inundar el mundo con gas natural estadounidense, pero eso no es fácil por las regulaciones. Unas regulaciones que en gran medida obedecen al deseo de las eléctricas de tener gas natural barato y sobreabundante y no tener que recurrir a la energía nuclear.

Si EEUU, finalmente, empieza a exportar gas natural y otros países, como China o Argentina, con enorme potencial en esta fuente de energía, la desarrollan, puede ser, verdaderamente, un golpe muy duro para la expansión de la energía nuclear en todo el mundo, sobre todo si lospaíses emergentes deciden que el gas es, verdaderamente, una fuente de energía fiable desde el punto de vista económico y político.

En el caso de China, la petrolera anglo-holandesa Royal Dutch Shell mostró un panorama optimista para el desarrollo de gas de esquisto al decir que sus perforaciones sugieren que hay enormes reservas que se pueden liberar a costos relativamente bajos. El presidente financiero Simon Henry dijo que Shell aún no determinó el costo de producir gas de esquisto en China, pero que estaría dentro del rango de 2 a 6 dólares por millón de BTU que existe en Norteamérica, un nivel que lo haría competitivo con otras fuentes alternativas de gas. "*Completamos 11 pozos el año pasado, esperamos duplicar eso este año (...) Estamos viendo un rango mixto de resultados, con todo, desde una reacción bastante pobre a excelente*".



Reuters graphic/Catherine Trevethan

El desarrollo de la fractura hidráulica como técnica para extraer gas natural de rocas de esquisto ha llevado a un salto en la producción de Estados Unidos y a una caída de los costos energéticos que ha reavivado a la industria estadounidense. La Administración de Información de Energía de Estados Unidos ha dicho que China tiene aún más reservas que Estados Unidos, pero varias empresas han cuestionado la posibilidad de que su explotación sea económicamente viable.

Henry dijo que era más difícil extraer gas de las reservas chinas, en promedio, que de Estados Unidos. Sin embargo, espera que los costos de producción bajen y conviertan al gas de esquisto chino en económicamente viable a los 5 o 6 dólares por millón de BTU que recibe actualmente, un nivel mucho menor a los 16 dólares por millón de BTU de las importaciones de gas natural licuado. Shell es la petrolera occidental más activa en el desarrollo de gas de esquisto en China

¿Es gas shale es la solución para la economía americana?

Un millón de unidades termales británicas es mucha energía. Con esta cantidad se puede calentar un hogar americano promedio por casi tres días de invierno o un vehículo que viaje de Nueva York a Baltimore. La semana pasada, el precio de 1,000,000 Btu de gas natural cayó por debajo de $2 por primera vez en una década. Este precio de la energía tan sorprendentemente barato tiene importantes implicaciones. Pero no espere que el gas se convierta en el combustible propulsor de la economía de EEUU.

El gas ha bajado gracias al boom de la perforación de la roca de esquisto que se ha extendido desde Louisiana hasta Pennsylvania. El año pasado EEUU produjo volúmenes récord. Los académicos, analistas de Wall Street y la prensa popular están celebrando nuevos hallazgos de riquezas de gas natural de América. Citigroup ha estado circulando cierta investigación diciendo que Norteamérica se podría convertir en el nuevo Medio Oriente, mientras que la portada de la revista Fortune muestra la mano oxidada de la Estatua de la Libertad sosteniendo la antorcha de la flama azul de la libertad, resaltando la característica sobre cómo el gas de esquisto está resucitando la economía de EEUU.

Los beneficios son claros: reducción de la factura de calefacción, electricidad potencialmente más barata y menos importaciones de gas para EEUU. Pero ellos también deberían ser puestos en perspectiva.

Para referencia, mire el estudio de diciembre de 2011 comisionado por la Alianza de Gas Natural de América, una coalición de 30 perforadores. El reporte encontró que para el 2015 el gas de esquisto contribuiría con $118 millardos al producto interno bruto (en dólares del 2010) y "*809,000 americanos más serán empleados debido a los bajos precios del gas*".

Antes de emocionarse demasiado, considere estos factores. El producto interno bruto de América fue de $15 millardos el año pasado. Asumiendo que este se mantenga creciendo, la contribución del esquisto sería menos de un 1% en el 2015. EEUU tiene una fuerza laboral de 155 millones de personas, de las cuales 12.7 millones estaban desempleadas el mes pasado. Si el gas pusiera 809,000 americanos más a trabajar mañana, esto reduciría la tasa de desempleo desde su actual 8.2% hasta un ligeramente menos lamentable 7.7%.

"*Ciertamente, esto es algo bueno para la economía*", dice John Parsons, economista del Instituto Massachusetts de Tecnología y miembro del grupo de estudio de gas natural de la universidad. "Pero este no es cualquier elixir mágico".

Parsons señala que la economía de EEUU se ha vuelto mucho menos intensiva en cuanto a energía en comparación con las décadas pasadas, implicando que el ahorro de costo energético tenga menos impacto de lo que una vez tuvo.

El estudio ANGA tiene pronósticos aún más brillantes para el año 2035. Pero cualquiera que haya empleado tiempo en la revisión de los pronósticos de energía sabe que pueden salir mal. Verdaderamente, hace 20 años atrás Financial Times estaba escribiendo sobre una "burbuja de gas" de EEUU que había deprimido los precios. Más adelante ellos subieron tan alto como $15.

Esta semana el análisis del Departamento de Energía de EEUU dijo que la producción de gas local subió para un récord de 4.8 millardos de pies cúbicos por día en el 2011. Esto es más que tres veces su pronóstico de crecimiento anual hecho hace un año atrás; dos años atrás la Administración de Información Energética dijo que la producción bajaría en el 2011. Cuando los números finales para el 2012 lleguen, hay razones para creer que no estarán cerca de los 3 millardos de pies cúbicos por día del pronóstico de crecimiento del departamento. Apostar hoy sobre los altos precios del gas parece como un juego de tontos. Los fondos de cobertura y otros grandes especuladores tienen 1.4 de posiciones bajistas para todos los alcistas en futuros de gas y opciones sobre el New York Mercantile Exchange.

Las bajas en el índice S&P Oil & Gas Exploration & Production Select Industry, el cual incluye productores tales como Chesapeake Energy y Range Resources, han sido peores que las del índice de acciones más amplio S&P 500 este mes. Hasta el momento los perforadores en general no han estado dispuestos a mostrar mucha disciplina para frenar los suministros. Pero el gas barato ya está provocando cambios del lado de la demanda. La gente que observa la edad de oro del gas barato debe verlo.

Por un lado está la generación de electricidad: las plantas de energía están quemando más gas ya que se vuelve más competitivo que el carbón. Por el otro están las exportaciones potenciales. Las solicitudes para licuar y exportar tanto como 14 millardos de pies cúbicos por día, alrededor de un 20 por ciento de la producción, han sido archivadas con el departamento de energía. La división de análisis del departamento ha encontrado que exportando grandes cantidades de gas incrementará significativamente los precios energéticos locales, aunque otros piensan que esto simplemente provocará más suministros. El gas siempre ha sido una materia prima explosiva. Hay que manejar con cuidado las predicciones de un futuro tranquilo.

Y el petróleo sigue un camino parecido

Imagine un mundo en el que a EE.UU. no le importe lo que suceda en el Medio Oriente, porque alimentar las flotas de automóviles que cruzan sus ciudades no depende ya del petróleo importado de Irak o Arabia Saudita. Un mundo en el que el poder de la influyente organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) disminuya, Europa no necesite el gas ruso, y China no esté tan preocupada con los combustibles fósiles en África.

Ese el escenario a mediano plazo que dibujan algunos expertos en energía entusiasmados con las nuevas tecnologías que permiten la explotación de las reservas de petróleo y gas de difícil acceso o que deben someterse a engorrosos procesos químicos antes de ser utilizados.

La perspectiva de producir cada vez más esos combustibles fósiles "*no convencionales*" permite avizorar que las fuentes de petróleo y gas no se agotarán en el futuro cercano, como se profetizaba en las últimas décadas. Además, la distribución geográfica de las nuevas reservas energéticas es mucho más democrática y favorece a los grandes consumidores al punto que podría introducir cambios importantes en el equilibrio geopolítico.

"Hasta hace muy poco, la predicción dominante era que los países importadores aumentarían su dependencia de Oriente Medio y que no habría solución a los altos precios del petróleo", dice el geólogo y economista Robin Mills, autor de "*El mito de la crisis del petróleo*".

"*Con los avances tecnológicos de los últimos años son más fuertes las expectativas de que, al menos en el mediano plazo, los precios de los combustibles fósiles vuelvan a caer, los países que importan recursos energéticos sean autosuficientes y que los exportadores y la OPEP se vean presionados para revisar sus prácticas*", dijo Mills.

Son muchas las tecnologías que están contribuyendo a dibujar un nuevo mapa de la energía del mundo. Primero, las que permiten nuevos tipos de exploración petrolera en aguas profundas, como el caso de los depósitos submarinos ubicados en las costas de Brasil y que se conocen como el "*pre-sal*".

Otras son las usadas en las arenas petrolíferas en Alberta, Canadá, una explotación que ha sido posible gracias al perfeccionamiento de los procesos físicos y químicos que mejoran el crudo de baja calidad.

Pero la técnica que más entusiasmo genera está relacionada con la explotación de gas de rocas de esquisto, al punto que la Agencia Internacional de Energía (AIE) preguntaba en un informe del año pasado: *"¿Estaremos entrando en una edad dorada del gas"?*

Todo ese entusiasmo viene por el buen rendimiento experimentado en la explotación del gas en EE.UU. En 2008, los estadounidenses importaron de Canadá el 13% del gas que consumieron, según un informe elaborado por la consultora KPMG. Actualmente, con la extracción del gas de pizarra -principalmente en campos de Pensilvana, Louisiana y Texas- no sólo el país se hizo autosuficiente, sino que algunos estarían ya pensando en exportar.

Además el precio del producto está cayendo fuertemente y los costos de extracción quedan cubiertos por la venta de otros productos químicos que resultan del procesamiento de gas. Para algunos analistas, esos cambios ayudarían a explicar por qué el gobierno de Argentina expropió este mes la petrolera YPF, que controlaba la española Repsol, y que exploró campos de petróleo y gas de esquisto en la zona de Vaca Muerta.

"*La percepción de que esta nueva fuente de combustible fósil puede cambiar significativamente la posición de los países en el mercado de la energía da un sentido de urgencia a la explotación de estos campos*", dijo Adriano Pires, director del Centro Brasileño de Infraestructura (BCEI), en Sao Paulo.

Dos tecnologías han sido fundamentales para permitir la explotación de gas de esquisto. La primera es la técnica de perforación horizontal, que permite el uso de las reservas en grandes

áreas, pero a poca profundidad. La segunda es la técnica de fracturación hidráulica, mediante la cual se bombea una mezcla de agua, arena y químicos en los pozos de producción.

El impacto que produce la inyección a alta presión crea pequeñas grietas en las rocas, que permite la liberación de gas que luego se canaliza a través de tuberías. La explotación de petróleo de esquisto bituminoso (un aceite similar al petróleo convencional) es diferente. A veces este combustible líquido se encuentra entre las rocas, pero en general se produce por calentamiento de las rocas de pizarra.

Para el especialista en petróleo y energía Jed Bailey, de Energy Narrative, un centro estadounidense de estudios de energía, lo que hace del petróleo de pizarra un motor de la revolución geopolítica energética es la forma democrática como estas rocas se distribuyen geográficamente. Las reservas del material se encuentran por igual al norte y al sur del mundo, en todos los continentes.

Por ahora, las reservas más grandes están en China, Argentina, México, Sudáfrica, EE.UU., Canadá y Australia, pero también hay depósitos en Colombia, Francia, Polonia y Reino Unido. Pires destaca el que EE.UU. y China, países que encabezan la lista del consumo de energía en el mundo, también concentran algunas de las mayores reservas.

"*El gas de esquisto y todas estas otras fuentes no convencionales alimentan las esperanzas de los importadores de energía de reducir su dependencia de exportadores problemáticos o inestables*", explica Pires.

Para Bailey, en el caso de EE.UU., la diversificación más allá del petróleo tradicional podría hacer que en el largo plazo haya menos justificación y apoyo político para interferir en el Medio Oriente, por ejemplo. "*Sin embargo, esto no significa que la región saldría del todo del radar estadounidense, debido a la influencia que tienen sobre los precios en el mercado energético mundial*", afirma Bailey.

<u>Análisis II:</u> Nueva frontera gasífera. Brasil y los descubrimientos onshore

Vista como la nueva frontera energética del país, el gas natural puede colocar a Brasil en un nuevo nivel en el escenario internacional. Hasta entonces asociado a la explotación de petróleo en el mar, el gas se volvió tema de estudios profundos, hechos por la Agencia Nacional de Petróleo (ANP) y por empresas, que indican un enorme potencial en las cuencas terrestres. Para los especialistas, Brasil tiene reservas gigantescas de gas natural de porte de las del petróleo en el pre-sal de la Cuenca de Santos. Con eso, la oferta al mercado debe aumentar un 360%, pasando de los actuales 65 millones a 300 millones de metros cúbicos por día entre 2025 y 2027. Para 2020, Petrobras, principal productor, trabaja con un escenario de

200 millones de metros cúbicos por día. El ministro de Minas y Energía, Edison Lobão, va más lejos. En entrevista, prevé la autosuficiencia del país en el sector en cinco años. Después, puede hasta hacerse exportador:

El país va a vivir a era de oro para el gas. Es tanto gas que en áreas como en las cuencas dos Parecis en Mato Grosso, y de San Francisco, en Minas Gerais, el gas llega a la superficie, en un fenómeno denominado exudación. En ciertos puntos, como en la pequeña Buritizeiro, en Minas Gerais, en el agua que corre por el suelo, con un solo fósforo se enciende una llama intermitente. En la cuenca dos Parecis, en el Río Teles Pires, hay 800 metros de río rebosando de gas y, en ciertos puntos, se puede hasta grabar el sonido, sostiene Magda Chambriard, directora general de ANP.

Pero, para aprovechar todo ese potencial, es preciso que el gobierno defina una nueva política para el uso del gas y que la ANP, que ya invierte 120 millones de reales por año en el estudio de las cuencas sedimentarias, vuelva a hacer las rondas de licitaciones, paradas desde 2008, con el descubrimiento del pre-sal. Especialistas creen que, con más materia prima y nuevas técnicas de explotación, la industria brasileña puede ganar competitividad. Y, hoy, el precio del gas, por encima de la media mundial, puede convergir para niveles internacionales en los próximos ocho años, reduciendo en un 53% el valor cobrado del sector, estima la Federación de las Industrias del Estado de Río de Janeiro (Firjan).

El potencial es enorme. Hoy, un 96% de las cuencas aún no fueron exploradas. Estudios geológicos de la ANP indican grandes reservas en seis cuencas, del Norte al Sur. El director del Instituto de Electrotécnica y Energía (IEE) de la USP y el director de Petrobras Ildo Sauer va más lejos: para él, Brasil está al borde de una revolución energética. Según el especialista, las estimaciones del Departamento de Energía de Estados Unidos dan cuenta que Brasil puede tener reservas de 7 trillones de metros cúbicos, contra los 395 billones de metros cúbicos actuales. El volumen es equivalente a cuatro millones de barriles de petróleo por día. Es una verdadera revolución. Con el desarrollo de tecnología en la producción, habrá reducción de los costes y menores impactos ambientales. Pero el gobierno tiene que trazar una política para eso — destaca Sauer.

Marco Tavares, de la consultora Gas Energy, dijo que la explotación de gas en parte de las cuencas ganó nueva dimensión con el descubrimiento de una nueva técnica, por los americanos, que hace los campos económicamente factibles:

Así, los Estados Unidos, que importaban un 20% de su consumo de gas, producen hoy un 100% de su demanda. Allá, el mercado es 30 veces mayor que el de Brasil. El gas es más limpio que otros combustibles y puede apalancar el desarrollo industrial del país. Entre los ecologistas, el gas no asociado al petróleo también es visto como una opción a carbón, diesel y óleo combustible, por tener menos impactos ambientales. Según Ricardo Baitelo, coordinador de la Campaña de Energías Renovables del Greenpeace, el gas es el eslabón entre las energías de baja emisión, como la eólica y renovable, y los más contaminantes:

El gas tiene un papel importante, que es servir de transición del actual escenario para una matriz energética limpia. Por eso, es fundamental esa transición, que va a durar hasta 2050. Si comparar las emisiones del gas con los combustibles derivados del crudo, la emisión se cae

hasta por la mitad. Rodolfo Landim, presidente de la petrolera YXC y de Mare Inversiones, se acuerda que el gas aparece como la mejor opción frente a otras fuentes de energía involucradas en la polémica. Por otro lado, Landim destaca la importancia de Brasil volver a hacer las licitaciones:

El mercado reacciona a las decisiones del gobierno. Vemos tantos problemas para la aprobación de las hidroeléctricas, la usina nuclear es un tabú, el carbón tiene una serie de problemas (ambientales) y las energías solar y eólica no generan energía suficiente. Y Brasil va a continuar creciendo. Por qué no se usa el gas para producir diesel, el derivado más consumido en el país? En todas esas cuencas, el potencial necesita ser evaluado. No adelanta dejar allá debajo. Además de las licitaciones, es preciso investigar. Sauer se acuerda que el gas en San Francisco y Solimões está en una reserva diferente (llamado folhelho) de los hasta entonces conocidos:

Brasil está estudiando la tecnología, los costos y el impacto ambiental para la producción de ese tipo de gas. Estados Unidos tienen un gas semejante, para lo cual fue desarrollada una tecnología que redujo los costes, para cerca de 2 dólares por millón de BTUs (unidad internacional del gas), contra los más de 8 dólares del gas producido por Petrobras y lo que viene de Bolivia. Magda juguetea con el tamaño de las reservas: — Existe una profecía de un compañero nuestro petrolero que dice que Brasil aún va a hallar gas natural debajo del gasoducto Brasil-Bolivia. Es por ese gasoducto que vienen los 30 millones de metros cúbicos que el país importa por día del vecino.

Los recursos de la ANP para los estudios de las cuencas vienen del Programa de Aceleración del Crecimiento (PAC). En los últimos cuatro años, fueron destinados 500 millones de reales. La agencia dice que ya anda con todos los estudios listos para realizar la 11ª ronda de licitaciones, en áreas por encima de Rio Grande do Norte. Sólo falta a presidente Dilma Rousseff autorizar. Cristiano Prado, de Firjan, cree que el aumento de la oferta de gas va a elevar la competitividad de las empresas brasileñas. Hoy, el precio del gas está un 17,3% por encima de la media mundial, con valor de US$ 16,84 por millón de BTUs:

Con más gas, y una política de gobierno, el precio puede convergir para el patrón internacional, haciendo con que el precio final a la industria escale un 53%. La abundancia de gas ya fue hasta mencionada, en 1956, por Guimarães Rosa en sus caminatas por sertão. En “Grande Sertão Veredas”, se queda clara la referencia en la región de Minas.

Análisis III: Chile y los precios del gas natural

En los 90 Chile se enfrascó en una carrera frenética por un combustible barato y limpio: el gas natural. Pero el sueño se tornó pesadilla cuando, en 2004, Argentina cortó el hidrocarburo. Y ahora la promesa de contar con una energía más barata con la revolución del shale gas o gas no convencional, y justo cuando el país enfrenta una de las tarifas eléctricas más altas del mundo, gatilló una despiadada guerra entre empresas.

El Ministerio de Energía dice que más gas natural implica una diversificación en la matriz, pero además permite acceder a nuevos países proveedores de energía. "*Es limpio, sin la volatilidad que tiene el precio del petróleo, y hay reservas más cuantiosas de gas no convencional en países que no han vivido conflictos sociales en las últimas décadas*", dicen en la cartera dirigida por Jorge Bunster. Otro punto: un proyecto a gas tarda menos que uno a carbón y puede situarse en zonas de menos impacto ciudadano.

Hoy los ojos están puestos en el Norte Grande, en la disputa entre GNL Mejillones -una sociedad formada por GDF Suez con 63% y Codelco con el 37%- y sus clientes Collahuasi, BHP Billiton, El Abra (Codelco y Freeport McMoran) y la misma Codelco. Las mineras piden más acceso al terminal, de manera de poder contar con más gas para las centrales existentes y también nuevas centrales; Suez en su calidad de controlador de GNL Mejillones quiere sacar la mayor tajada de este negocio. Tras infructuosas tratativas llevadas a cabo durante más de un año, las empresas mineras optaron por recurrir a un peritaje.

Pero Codelco decidió ir más allá y hacer una consulta al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia que no fue acogido. La cuprífera estatal estima que los precios del GNL debieran bajar más y, para contar con este energético, necesitan libertad para traer gas de otros mercados. Y si no hay claridad en la forma de operación del terminal GNL Mejillones, eso puede significar que el terminal es sólo abierto en el papel, pero que es cerrado por efectos operacionales.

Suez, a través de E-CL y sus participadas Hornitos y Andina, tiene el 46,92% de la generación del Norte Grande, mientras AES Gener tiene un 31,77%. El tercer actor, GasAtacama, tiene un 16,93% de la generación.

El interés de Suez de controlar el acceso al GNL y de las mineras en liberalizarlo se explica por el hallazgo en el mundo de enormes reservas de shale gas, en especial en EE.UU. Y Chile, apunta un ejecutivo de Colbún, es beneficiario de eso: Washington le ha dado un trato especial a esta energía y sólo está permitiendo su exportación a países con quienes tiene tratados de libre comercio, como Chile. Según GasAtacama, el gas norteamericano entraría al país hacia el 2016.

Todos en Chile son conscientes de que, de aquí a tres años más, el gas natural puede bajar su precio y ser incluso más barato que el carbón. ¿En cuánto? En Codelco señalan que en el Sistema Interconectado Central, donde los costos marginales se acercan a los US$ 300 por megawatts-hora (MW-h), el usar este combustible bajaría los precios en US$ 44 y así el valor promedio, que hoy está en US$ 180 el megawatts, se situaría en US$ 130 por MW. En el SING los precios no bajarían tanto, pero haría estable la oferta de energía y su valor, algo muy apreciado por las mineras.

"*El mundo está frente a un cambio del mercado del gas. Hoy el gas en Estados Unidos se transa a menos de US$ 2 el millón de BTU... ¡Es baratísimo! Es un mercado que está en transformación completa porque la tecnología nueva del shale gas va a modificar todo el entorno*", dice Jan Flachet, presidente de GDF Suez en América Latina. "*Algunas mineras ya lo están captando y quieren asegurarse la posibilidad de traer gas barato al terminal de GNL Mejillones y asegurarse una fuente alternativa al carbón*".

El shale gas trajo algo más: competencia. Hoy varios actores evalúan poner terminales flotantes para traer GNL de Estados Unidos. Endesa, a través de GasAtacama, busca crecer en gas y lo mismo Colbún.

"*Con GasAtacama intentamos hacerla viable: buscando gas y acceso al gas*", manifiesta Joaquín Galindo, gerente general de Endesa, empresa que tiene el 50% de la eléctrica nortina. El ejecutivo agrega que están "*buscando gas en el mercado internacional al mejor postor y en las mejores condiciones"*. Y agrega: "*No estamos olvidando a GasAtacama, no la hemos abandonado*", señaló en la junta de accionistas de Endesa esta semana.

El gerente general de la mayor eléctrica del país acotó que si lograba, por parte de GNL Mejillones y Suez, tener libre acceso al terminal que ya existe en Mejillones, llegaría gas a GasAtacama, pero señaló que también estaban negociando traer gas de los mercados internacionales. Otra cuestión que estudian es que la central Taltal, que si bien está en el Norte Grande pertenece a la red central, tenga GNL, explica Galindo.

Colbún espera terminar este año los estudios para tener un terminal flotante de GNL en la bahía de Quinteros y "*no descarta*" estudiar algo parecido en el Norte Grande, "*si hay clientes, por cierto"*, dice un alto ejecutivo de la eléctrica de los Matte. AES Gener en su intento por diversificar su matriz analiza el GNL, pero no hay ningún plan específico. "*Si surgen oportunidades, las evaluaremos"*, dicen.

Gas Atacama quiere aprovechar el gas shale

GasAtacama -controlada en partes iguales por Southern Cross y Endesa- busca aprovechar la revolución del shale gas o gas no convencional, el que gracias a una nueva forma de extracción hizo descender los precios a niveles históricos. Y su primer paso lo dio al ingresar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) para la construcción de un terminal marítimo flotante en la Bahía de Mejillones destinado a recibir, almacenar y regasificar GNL.

Según sostuvo el gerente general de GasAtacama, Rudolf Araneda, la iniciativa tendría un costo estimado de US$350 millones, aunque indicó queen el peor de los casos el desembolso sería de US$400 millones. "*De todas formas esto alcanza sólo a un 40% de la inversión de los terminales convencionales como GNL Quintero y GNL Mejillones*", dijo.

El proyecto denominado FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) sería instalado frente en la costa a 1,6 kms. de Central Atacama de propiedad de la compañía, cuya construcción comenzaría durante el primer trimestre del 2013 para ser concluidas en el 2016.

Este terminal tendría una capacidad de almacenaje de hasta 170.000 m3 de GNL, equivalentes a 100 millones de m3 de gas natural en estado gaseoso. Con esto, podría vaporizar hasta 10 millones de m3 por día de gas natural, suficientes para generar hasta 2.000 MW en forma continua, energía que será ofrecida a los principales proyectos mineros del norte del país.

Araneda contó que llevan más de dos años trabajando en la iniciativa, pero que en las últimas semanas alcanzaron un virtual acuerdo con las autoridades para que se les entregara la concesión marítima de la zona del proyecto, el principal trámite para viabilizar la iniciativa.

GasAtacama, actualmente, se encuentra negociando con los proveedores del GNL en Estados Unidos. Además están en proceso de elección del astillero que construirá el terminal flotante, en donde compiten tres compañías y cuyo resultado estaría dentro de este semestre.

Araneda explicó que la iniciativa nace "*de los desarrollos de todos los proyectos vinculados a la minería.Sabemos que en el norte se estiman inversiones de US$30.000 millones para los próximos cinco años (...) eso va a requerir más energía eléctrica, porque las leyes están bajando, hay que usar agua de mar y eso hay que desalarla*".

Para la viabilidad del proyecto, el ejecutivo indicó que era fundamental obtener contratos de venta de energía con las grandes mineras por, al menos, 500MW y a un plazo de 20 años, dado que este será un proyect finance

Dados los precios del gas no convencional de Estados Unidos, Araneda estimó que podrían vender en Chile entre US$9 y US$12 por millón de BTU. "*Esto nos permitiría competir con las centrales a carbón de la zona norte del país*", finalizó Araneda.

EnerDossier ofrece servicios de consultoría y asesoramiento sobre sectores estratégicos de la economía global a empresas privadas, organismos públicos y ONGs. Quienes leen semanalmente los informes de EnerDossier conocen los enfoques high-quality sobre temas del sector energético.

Si desea mayor información escribir a hernan.pacheco@enerdossier.com