

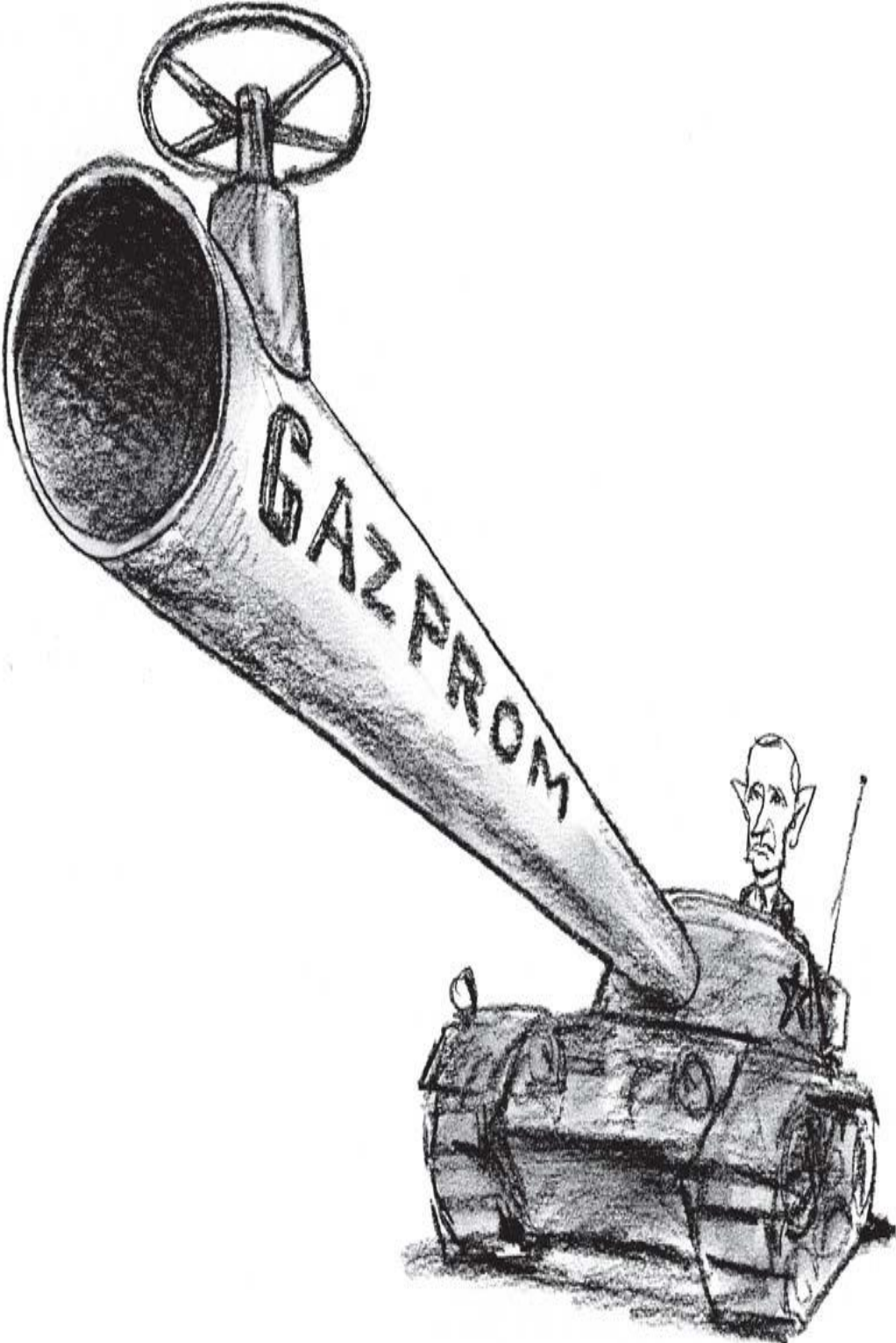
Análisis Sobre El Mercado Energético Mundial

1 de julio de 2011

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

<u>Geopolítica</u> : Las relaciones China-Rusia ¿frías? ¿calientes? según desde donde se miren.	4
✓ <i>Precio realista del gas natural ruso</i>	6
✓ <i>Influencia de Asia Central en las importaciones de gas chinas</i>	8
✓ <i>Gazprom venderá GNL a India</i>	9
✓ <i>Nord Stream, ¿diversificación en la venta de gas?</i>	10
✓ <i>South Stream, barricada rusa a las rutas alternativas de exportación de gas</i>	14
<u>Enfoque</u> : Ucrania y la estrategia rusa del gas natural	16
Análisis de la nueva coyuntura energética peruana post-electoral	18
Brasil, cómo se llega la información de los descubrimientos del pre-sal	20



PANCHO

Geopolítica: Las relaciones China-Rusia ¿frías? ¿calientes? según desde donde se miren.



Gran parte del debate en el **World Economic Forum** en **Davos** fue del brillo del *high-tech* y el mutuo *back-scratching* entre la elite financiera de los países desarrollados. En y alrededor de tres días en el **15th St Petersburg Economic Forum** realizado en junio, por el contrario, hubo un par de fascinantes -y extremadamente importantes- conversaciones sobre un tema crucial: la energía. En un debate multilateral, **Nobuo Tanaka**, jefe de la **International Energy Agency**, sugirió que los países productores deben unirse a la IEA liderada por **Estados Unidos**. "*Todos tenemos realmente un interés común. No se puede tomar el petróleo aislado de la seguridad de gas, de la eficiencia energética y de la electricidad de fuentes renovables*", dijo¹. Un intento desesperado de negociar una paz entre compradores y vendedores sobre los altos precios del petróleo. En una entrevista exclusiva con **The Guardian**, Tanaka dijo que era hora de que los productores y los consumidores se dieron cuenta que estaban del mismo lado². Los productores y los consumidores han estado en guerra unos con otros sobre quién es el responsable del petróleo y del gas.

El jefe de **Gazprom**, **Alexei Miller** no está seguro sobre esta oferta, dijo recientemente: "*mi forecast es que Rusia no se unirá a la IEA, que representa los intereses de las naciones consumidoras*". Moscú y Beijing firmaron un acuerdo inicial de suministro de gas en 2006, cuando acordaron la construcción de dos gasoductos. El llamado sistema de tuberías **Altai** que comprende rutas orientales y occidentales, a través de las podría llevarse 70.000 millones de metros cúbicos de gas a China.

¹ Asia Times, "Price dollars in gas", (23/6)

² The Guardian, "Head of IEA pleads with Russia: join us to help solve energy price crisis", (18/6)

Esta es la demostración del creciente músculo financiero de China para explotar los activos naturales en la región. Rusia, centro neurálgico de la zona, debería ser el mayor beneficiario de la sed china por los recursos. Con todo, parece incapaz de aprovechar los beneficios esperados. Se suponía que el marco de la cumbre serviría para estrechar los lazos entre Rusia y China. Pero al final, la cumbre acabó en fracaso en lo que se refiere a la conclusión del acuerdo de gas con un valor potencial de un billón de dólares en 30 años. El contrato, que contempla la exportación de un total de 68.000 millones de metros cúbicos por dos gasoductos distintos, fue ultimado en septiembre pasado.

El acuerdo se ha retrasado durante años por desavenencias en el precio. La terca insistencia rusa sobre los precios europeos refleja su creencia de que el mercado global del gas se recuperará. Pero a largo plazo, China parece que juega con mejores cartas. Vendedores tradicionales como Gazprom se enfrentan a una competencia creciente, forzando una rebaja en los precios. Así las cosas, la pérdida de tiempo de Rusia se traduce en riesgo de perder la batalla por el mercado energético chino. La falta de infraestructura significa que el gas ruso no llegará, como más temprano, hasta 2015. Mientras, China busca oferentes alternativos, en particular en Asia central.³

A pesar de la retórica, ni Rusia ni China parecen especialmente entusiasmados en llegar a un acuerdo económico, lo que es comprensible dada su rivalidad en el pasado y los permanentes conflictos de interés. Pero son los rusos quienes en última instancia se enfrentan con un dilema más preocupante. La creciente influencia de China y su cada vez mayor ventaja sobre los vecinos de Rusia es una muestra de que está ganando la partida.

Aunque depende quien lo diga las relaciones bilaterales son distintas. China Daily sostiene: de todas las asociaciones bilaterales, China entra en una Rusia con unas ricas connotaciones⁴. Es una de las mayores dinámicas entre las grandes potencias del mundo, y demuestra la vitalidad y buenas perspectivas de sus asociaciones. El hecho que China y Rusia hayan sido capaces de dirigir sus relaciones a través de un terreno suave y progresivo en los últimos años ha ayudado a crear un alto grado de confianza de política mutua. Esto se debe a que tienen puntos de vista similares sobre muchos asuntos internacionales y defienden el principio de que las relaciones internacionales deben ser manejadas a través de una plataforma multilateral.

El sólido crecimiento del comercio Sino-Ruso ha desempeñado un papel importante en la profundización de la asociación estratégica entre los dos vecinos. Que han superado el impacto de la crisis financiera global en el comercio bilateral. El volumen de comercio de bilateral alcanzó los 18.000 millones de dólares en el primer trimestre y subió 70.000 millones de dólares para todo el año es una prueba de su vinculación cada vez mayor. China y Rusia espera también un mayor progreso en áreas para inversión mutua, la innovación y high-tech, e infraestructura en las áreas fronterizas. Y su creciente cooperación y amistad traerá más beneficios a las personas de ambos lados de la frontera y en el mundo en general.

El **State Grid** está considerando invertir en centrales eléctricas en las zonas fronterizas para facilitar la transmisión de energía de Rusia a China, en colaboración con las compañías rusas. Esto beneficiaría el desarrollo económico de ambos países. Una cooperación que llevará a una situación *win-win*.

Algunos analistas de la industria dijeron que la transmisión de energía sería aún más rentable. A finales de mayo, el State Grid reinició la construcción de una estación transformadora en **Heihe**, en la provincia de **Heilongjiang** en el noreste de China, después de que el proyecto fue suspendido en agosto de 2008.⁵

³ The Wall Street Journal, "Gazprom Chases China Pipe Dream", (20/6)

⁴ China Daily, "Good neighbors in deed", (18/6)

⁵ China Daily, "Sino-Russian deal possible", (28/6)

El proyecto, que comenzó en 2007, tenía por objetivo proporcionar una línea de transmisión de electricidad de Rusia a China. Según un funcionario de alto rango del State Grid, el proyecto fue suspendido porque los dos países no pudieron llegar a un acuerdo sobre el precio de la electricidad. La estación transformadora entrará en funcionamiento a finales del año y tendrá su prueba de primeras operaciones en agosto. La capacidad de transmisión de energía del proyecto es de 750.000 kilowatts/hora, que no es suficiente para suministrar electricidad a las tres provincias del noreste de Heilongjiang, **Jilin** y **Liaoning**.

Precio realista del gas natural ruso

Moscú está negociando con Beijing un "*precio realista*" de 350 dólares/1.000 metros cúbicos de gas ruso, mientras China ofrece 235 dólares/1.000 metros cúbicos, según la **Russian Gas Society**. El precio de 350 dólares/1.000 metros cúbicos es un precio muy realista ya que el precio europeo se prevé que supere los 400 dólares/1.000 metros cúbicos en el futuro cercano, según las estimaciones de los especialistas⁶. Según la **International Energy Agency**, el consumo de gas de China será de poco más del doble de los 260.000 millones de metros cúbicos en 2016 y aumentando hasta 635.000 millones de metros cúbicos por día en 2035.

Lo que China no va a hacer es pagar los precios que considera elevados. Esto hace que las decisiones de inversión extranjera directa de capital chino se conviertan en una experiencia más crítica de lo que era hace unos años. Gazprom, en cambio, está mirando hacia el este, de donde la demanda aumenta. Las declaraciones públicas de los líderes políticos así como las cifras de la industria en Rusia, queda claro que el país elige a China sobre Europa para la exportación de energía si es que fuera necesario elegir.

Jonathan Stern, director de investigación sobre gas en el **Oxford Institute for Energy Studies**, dijo que China tiene menos prisa que Rusia para concluir la operación. "*China está en el driving seat en las conversaciones*", dijo. "*No tiene que tomar una decisión rápidamente*". Stern dijo que Gazprom se mostró renuente a ofrecer precios de gas favorables a China que podrían provocar a los compradores europeos a exigir mejores condiciones. "*Rusia sabe que Europa está buscando en éste cualquier señal para comprometer a Gazprom*", dijo⁷.



A tasas de interés en cero dólares, la demanda financiera de petróleo por parte de los inversores -que desean conservar cualquier cosa menos dólares- ha ido aumentando de

⁶ Platts, "*Moscow seeks 'realistic' gas price of \$350/1,000 cu m in China deal*", (21/6)

⁷ Financial Times, "*Russia and China fail to agree gas deal*", (16/6)

manera espectacular, impulsada por los bancos de inversión que han utilizado los términos "cobertura ante la inflación" y "commodity supercycles" a crédulos e inversores temerosos.

Esa demanda financiera de petróleo desde 2005 ha dejado satisfechos cada vez más a los productores a través del "financiamiento de petróleo". Estas transacciones se realizan en concreto fuera del exchange y los acuerdos de recompra en relación a las reservas de petróleo efectivamente almacenadas por los productores a un costo nulo en el lugar. En otras palabras, los productores pueden obtener beneficio económico del petróleo y obtener préstamos sin interés en dólares de los inversores, mientras los inversores se endeudan o ceden petróleo a cambio, y por lo tanto protegerse contra la caída del valor del dólar en relación al petróleo.

En el mercado del commodity, hay 2 limitantes en los niveles de precios: en primer lugar, un *sellers' market*, cuando la demanda es alta, hay un nivel límite superior de precio en el que la demanda es destruida, y en segundo lugar, existe un *buyer's market*, cuando el mercado tiene un exceso de oferta y el precio de mercado cae hasta que la producción se cierra o se retira.

El resultado ha sido que la relación histórica entre los precios del petróleo y el gas se han roto. Los consumidores, con los clientes europeos de Gazprom, que tienen acceso a fuentes alternativas (por ejemplo, el GNL), han estado tratando de alejarse de los precios vinculados al petróleo, al que consideran excesivo. Estos intentos están, por supuesto, siendo enérgicamente resistidos por Gazprom y otros productores.

Más allá de los conflictos, el programa de inversiones de Gazprom en el 2011 puede verse incrementado en 816 mil millones hasta llegar a los 1,241 trillones de rublos (44 mil millones de dólares). Anteriormente el vicepresidente de la dirección de Gazprom, **Alexander Ananenko**, había mencionado la cifra mucho más modesta de 1,18 trillones de rublos.

La crecida de los precios internacionales en recursos energéticos y una mejor coyuntura en el mercado europeo del gas han hecho posible que Gazprom garantice una financiación máxima de proyectos de inversión sin generar nuevas deudas. La corporación ya ha revisado el pronóstico del precio de exportación para este año de 352 a 402 dólares. El programa de inversiones revisadas de Gazprom para el 2010 fue de 905 mil millones de rublos. Gazprom está dispuesta a hacer modificaciones en su programa de inversiones en septiembre de 2011.

El crecimiento de las inversiones es necesario para garantizar el aumento de extracción de gas y cumplir así con los compromisos ante los clientes rusos y extranjeros. Concretamente, la empresa deberá restablecer urgentemente los ritmos de desarrollo del gigante **Bovanenkovski** del yacimiento de **Yamal** para garantizar el crecimiento de la extracción que se estabilizó en la región en 150 mil millones de metros cúbicos al año. Si esto no ocurre, el aumento de la demanda en Rusia y Europa en los próximos uno o dos años puede hacer que Gazprom no pueda cumplir al 100% sus compromisos⁸.

⁸ The Moscow Times, "Gazprom Ups 2011 Investment to \$44Bln", (30/6)

Influencia de Asia Central en las importaciones de gas chinas

Las importaciones de gas de China aumentaron casi un tercio en mayo en relación al año anterior, según el **National Development and Reform Commission (NDRC)**, con la mitad entregado por tubería desde **Asia Central**. El resto fue en forma de GNL. El aumento de las importaciones está ayudando a China a alcanzar su meta de un 10% de gas natural en el mix energético para el año 2020, pero a un costo cada vez mayor, ya que los precios domésticos son menores que los costos de importación. En la actualidad, el consumo de gas natural ocupa cerca del 4 por ciento del total de China, cifra que sólo representa una sexta parte de la media mundial, mientras que el consumo anual del recurso per cápita de China es de una octava parte del promedio global, de 508 metros cúbicos. De acuerdo con el plan de desarrollo de China, se construirá un tercer gasoducto oeste-este, que previsiblemente transportará más de 20.000 millones de metros cúbicos de gas natural al año desde Asia Central.

China National Petroleum Corporation (CNPC), el mayor productor y proveedor de petróleo y gas del país, perdió 773 millones de dólares el año pasado en la importación de gas natural de Asia Central, según **Caijing**, porque los precios de ventas locales fueron más bajos que los precios de importación. Las pérdidas de este año se incrementarán, con la importación de un metro cúbico de gas natural significa que se pierde 1 yuan, según el web site del **China Coal Resource** informo en abril, citando fuentes de CNPC. China produjo 42.600 millones de metros cúbicos de gas natural en los primeros cinco meses del año.

Turkmenistán sólo aportó la mitad del total de 11.400 millones de metro cúbicos de importación por tubería más GNL en los primeros cinco meses de 2011, según China Daily. El país tiene proyectado recibir 17.000 millones de metros cúbicos de gas natural de Turkmenistán durante el año calendario actual, con el **Central Asian Gas Pipeline (CAGP, Turkmenistán-Uzbekistán-Kazajstán-China)** llegando hasta 30.000 millones de metros cúbicos de gas/año de capacidad para mediados del próximo año y una capacidad planeada de 40.000 millones para el año 2013. Kazajstán esperaba para proveer una cuarta parte de los 40.000 millones de metros cúbicos/año prevista inicialmente para el CAGP.

Sin embargo, en los últimos días se anunció que las exportaciones de gas de Asia Central a China aumentarían a 65.000 millones de metros cúbicos/año, con sus propias exportaciones previstas originalmente en 10.000 millones de metros cúbicos/año subiendo a 25.000 millones de metros cúbicos/año en total. Al hacer el anuncio, **Kairat Kabyldin**, jefe de **KazMunaiGaz (KMG)**, anunció que los volúmenes adicionales que llegarán a China lo harán con la construcción del tercer CAGP de Kazajstán.

Estos informes son totalmente creíbles en la medida que China anunció también que la infraestructura de la segunda cadena del **West-East Gas Pipeline (WEGP)** está terminada, importando gas de Asia Central a la **Xinjiang**, en el extremo oeste de China, hasta las regiones necesitadas de energía. El primer WEGP fue abierto en 2005.

La escasez de energía en China son las peores en al menos siete años. El hecho pone de relieve la conexión entre la dificultad actual de la situación del gas natural en China y el estado actual de su economía. Atrapado en el medio, el gobierno busca reducir la demanda de electricidad a través del aumento de los precios, que espera también llevar a los productores de energía para aumentar la generación de energía. La producción de gas local en China se triplicó entre 2000 y 2009 de 27.000 millones a 78.000 millones de metros

cúbicos por año, no es suficiente para evitar que el país se convierta en importador neto de gas natural en 2007 por primera vez en 20 años. Las reservas de gas del país están estimadas en 3 trillones de metros cúbicos. La International Energy Agency señaló en un informe, que he documentado en estos informes, China representa una tercera parte de todo el crecimiento de la demanda mundial de gas natural y es el cuarto consumidor de gas después de Estados Unidos, Rusia e Irán.

Gazprom venderá GNL a India

A principios de junio, Gazprom se comprometió a suministrar GNL a tres compañías de energía indias, en una medida que apunta a ampliar el alcance del comercio de gas ruso y reducir la dependencia de los mercados europeos, o por lo menos esa es la interpretación de **Financial Times**. Gazprom Global LNG firmó un memorando de suministro por 7.5 millones de toneladas o 10.000 millones de metros cúbicos, o GNL por 25 años a **Gail, Gujarat State Petroleum Company y Petronet**. Los precios aún no se negociaron. El suministro se realizará por 25 años⁹.

La demanda total de gas en India es de 180 mcmd y se espera que crezca a 325 mcmd en 2015, según expertos de la industria. De esa cifra, la mitad de la demanda será cubierta con gas local, mientras que la otra mitad será con importación de GNL. Actualmente, la mayor parte del Norte y el Oeste están cubiertos por gasoductos, y con la colocación de más tuberías y distribución de gas en las ciudades, habrá un montón de nuevos mercados. Al menos media docena de áreas han sido identificadas en el país para la creación de terminales de GNL, incluyendo **Okhamadhi de GVK Group y Pipavav de Swan Energy Ltd**, con sede en **Mumbai**.

India importó 810.000 millones de toneladas de GNL en abril, un alza del 24% desde los 651.000 millones de toneladas en el mes correspondiente del año pasado pero una caída del 13% comparado con las importaciones de marzo, que fueron de 933.000 millones de toneladas, según los datos del Indian oil ministry's **Petroleum Planning and Analysis Cell**¹⁰. Las importaciones de GNL han sido las más altas en relación año a año, durante el transcurso de los últimos tres meses, así como la producción de gas natural de **Reliance Industries** del propílico bloque offshore **KG-D6** han sido menores. La producción promedio de KG-D6 en el trimestre enero-marzo fue de 51 millones de metros cúbicos/día, frente a los 54.5 millones de metros cúbicos/día en el trimestre Octubre-Diciembre y los 60 millones de metros cúbicos/día del año anterior.

"Gracias a nuestra cartera de GNL ruso, estamos seguros que GGLNG liderará el fortalecimiento del crecimiento de los mercados de gas natural licuado en India y en todo el mundo", dijo **Frederic Barnaud**, presidente de GGLNG. La empresa proporcionará gas a sus socios de la India a partir de los proyectos actuales y futuros de GNL ruso y de terceras partes. El acuerdo se produce en momentos que India intensifica sus esfuerzos para asegurar recursos que alimenten su rápido crecimiento económico. Un consorcio formado por ONGC, la empresa petrolera estatal india, Petronet y Gail, dijo que estaba en conversaciones para adquirir una participación en **Yamal LNG**, el proyecto de gas natural licuado de Siberia, liderado por **Novatek**, el mayor productor independiente de Rusia.

⁹ LiveMint, "Gazprom signs gas supply agreements with 3 Indian firms", (3/6)

¹⁰ Platts, "India's LNG imports in April up 24% year-on-year to 810,000 mt", (15/6)

Gazprom considera a India uno de los objetivos, ya que pretende impulsar su papel como proveedor de gas natural licuado global y reducir la dependencia del saturado mercado energético europeo, que absorben la mayor parte de sus exportaciones de gas. Los analistas dijeron que los acuerdos de suministro con India podría ser un catalizador para el desarrollo de GNL de Rusia, incluido el proyecto Shtokman en el mar de **Barents** y Yamal LNG.

Shtokman fue originalmente concebido como fuente de exportaciones de GNL a Norteamérica, pero el proyecto se debilitó desde que Estados Unidos comenzó a desarrollar enormes reservas de gas shale que redujo sus requisitos de importación de gas. Gazprom y sus socios en Shtokman incluyendo Total y StatoilHydro, se espera que tomen una decisión final sobre el proyecto a finales de año.

Valery Nesterov, analista de petróleo para **Troika Dialog**, dijo que los acuerdos de suministro de gas a India serían "*una ayuda para estimular los proyectos de GNL de Rusia*" que se enfrentan con una fuerte competencia de los productores localizados cerca de los mercados de gas.

Nord Stream, ¿diversificación en la venta de gas?



Cuando los vientos fríos comiencen a soplar en otoño, **Rusia** comenzará a eclipsar a Noruega transformándose en el primer proveedor de gas natural de Europa. En octubre, el gasoducto **Nord Stream** con 55.000 millones de metros cúbicos al año, una capacidad de generación eléctrica de 14 centrales nucleares o 15 que usan carbón, llevará a través del **Mar Báltico** hasta Alemania, donde 17 centrales nucleares cerrarán

sus puertas en el año 2022. Con la lleva del gas activada, los bancos se reunirán para financiar un segundo gasoducto ruso-alemán: **South Stream**, con 63 billones por año de gas estratégico. De esta forma, Rusia consigue su primer corredor de transporte directo de gas a los sus clientes en la Europa comunitaria. Finalmente, se ha materializado la soñada diversificación de las vías de acceso al gas para la **Unión Europea**. Y este hecho tiene una repercusión directa para con nuestros vecinos: **Bielorrusia** y **Ucrania**. Estos dos países nunca creían en el éxito del Nord Stream. Es más, Ucrania estaba convencida de que Europa no permitiría la ejecución de este proyecto, de que los intereses de **Kiev** pesaría más que los propios para los comunitarios. Pero los intereses europeos habían profundizado demasiado ya que, además de la búsqueda seguridad energética, en el tendido del gasoducto también participaban compañías alemanas, holandesas y francesas. Finalmente, las naciones por cuyas aguas debían pasar los tubos se decidieron a aprobar el proyecto.

Al mismo tiempo, Kiev comenzaba a buscar nuevas fuentes de energía para sustituir el gas ruso. Se proyectó la construcción de nuevas centrales nucleares y hasta se trazaban planes de utilizar paja como combustible. Todo en vano. En realidad, habría sido

mejor que Ucrania hubiera negociado la conservación del tránsito del gas ruso a través de su territorio. Sin embargo, conscientemente renunció a esa posibilidad y recibió a cambio un enorme agujero en su presupuesto nacional. En este sentido, basta con hacer un sencillo cálculo. La capacidad del primer tramo del gasoducto es de 27 mil 5 millones de metros cúbicos al año, y ya se han suscrito contratos para el suministro de 22 millones de metros cúbicos. La tarifa para el tránsito del gas por el territorio de Ucrania en el primer trimestre del año en curso era de 2,84 dólares por mil metros cúbicos cada 100 km. El gas ruso transita por el territorio ucraniano a lo largo de unos 1.150 kilómetros.

En el caso de que la tarifa subiera hasta los tres dólares y el volumen de tránsito anual fuera de 22 mil millones de metros cúbicos anuales, los beneficios serían de 760 millones de dólares. Una jugosa suma que podría haber recibido Ucrania sin hacer nada, en el caso de que el Nord Stream no hubiera sido construido. Pero, este gasoducto ya es un hecho que deja a Ucrania fuera de juego. De comparar el año 2012 con el 2010 ó el 2009, parece que Ucrania no tiene los indicadores tan malos. Sin embargo, en 2009-2010 la demanda del gas ruso en la **Unión Europea** sufrió un pequeño descenso debido a los suministros extra de **Qatar**. Sin embargo, en 2012 la situación mejorará. La demanda del gas ruso en Europa está en franco ascenso.

Según los datos de Gazprom correspondientes al primer trimestre de este año, se registra un aumento de un 12% en los envíos a la UE (44.100 millones de metros cúbicos). Las previsiones indican que el próximo año, la exportación de gas llegará a las cifras récord del 2008. Los cambios en los proyectos iniciados en Qatar han jugado a favor de esta situación, ya que gran parte de sus envíos irán a parar a Japón para solucionar los graves problemas derivados de la tragedia de **Fukushima**. En 2008, Rusia trasvasó a través de Ucrania 117.000 millones de metros cúbicos de gas. En 2009, el volumen descendió a 96.000 millones. A partir de ahora, la mayor parte de las exportaciones de gas a Occidente se bombeará a través del Nord Stream. Ucrania ha dejado pasar una auténtica mina de oro.

Pero la historia no termina aquí. La construcción del segundo tramo del Nord Stream terminará a finales del año que viene, con lo que la capacidad del gasoducto aumentará en 55 mil millones de metros cúbicos. Esto reducirá todavía más la cantidad de gas que transita por Ucrania y también su peso político de cara a negociar el precio del gas que adquiere a Rusia. El primer ministro ucraniano, **Nikolai Azárov**, últimamente se dedica a hacer proposiciones bastante estrambóticas sobre el particular. Ya no se toca el manido y habitual tópico del precio justo que ha venido utilizando la parte ucraniana para definir el precio que estaba dispuesta a pagar. Ahora, Ucrania se ha sacado de la chistera el pagar su precio de mercado real, pero descontando la supuesta tarifa de tránsito, el sistema net back... A él le salen 200 dólares por mil metros cúbicos.

Hagamos, pues, las cuentas: el tránsito del gas a través de Polonia es de unos 700 kilómetros y la tarifa que se paga es incluso más barata que la solicitada por Ucrania. En total, no más de 20 dólares por mil metros cúbicos. Durante el primer trimestre de este año, el precio del gas ruso en el mercado de la Europa comunitaria promedió 327 dólares por mil metros cúbicos. Con estos precios está conforme Azárov, quien en declaraciones a la agencia **Bloomberg** puntualizó: *“ahora el precio del gas para Polonia es de 320 dólares por mil metros cúbicos, mientras que para Alemania es de 330”*.

Por lo tanto, durante el primer trimestre, según el sistema net back, el precio del gas para Ucrania debería ser de 310 dólares y no de los 200, tal como piensa el primer ministro ucraniano. Ucrania firmó en 2009 un contrato que Azárov considera malo por el que terminó pagando 264 dólares por mil metros cúbicos.

No se entiende muy bien de dónde saca Azárov la mágica rebaja para alcanzar los 200 dólares. En el acuerdo contrato en **Jarkov** había una cláusula de un 30%, con esta cláusula el precio se pone en 210, que con un pequeño retoque queda en 200. Sin embargo, la rebaja sólo se hacía efectiva, si el contrato del 19 de enero del 2009 se cumplía en todos

sus puntos, cosa que, evidentemente, no legó a ocurrir. De forma que si no hay contrato, no hay rebaja. En fin...

La última gota para Ucrania la vierte el gasoducto South Stream con la capacidad para trasvasar 63.000 millones de metros cúbicos anuales de gas. Cuando entre en funcionamiento, Ucrania quedará definitivamente fuera del tránsito del gas ruso, y sus pérdidas anuales llegarán a los 4.000 millones de dólares.

A fines de junio, Nord Stream dio por concluidas las obras de soldadura submarina en la primera línea del gasoducto. La primera línea del gasoducto se compone de 101.000 tubos de doce metros y consta de tres secciones que ya están conectadas mediante soldadura hiperbárica en dos puntos: uno, en el **Golfo de Finlandia**, donde la profundidad del Báltico alcanza 80 metros; y el otro, cerca de la isla de **Gotland**, a unos 110 metros bajo la superficie del agua. Es una ruta novedosa que permite a Rusia reducir la dependencia de los países de tránsito y así garantizar la seguridad del suministro.

Nord Stream desenganchará a Alemania del "caro" gas por tubería noruego, mientras que el *landfall* de South Stream en Europa del Este y en Italia en 2014 hará a Rusia, el mayor proveedor de Europa. Ha quedado claro que la única alternativa de fuentes de energía para 80 millones de alemanes lejos de la energía nuclear es el gas ruso, a pesar de las instalaciones de turbinas que convirtieron a Alemania en uno de los mercados de energía eólica más grandes de Europa.

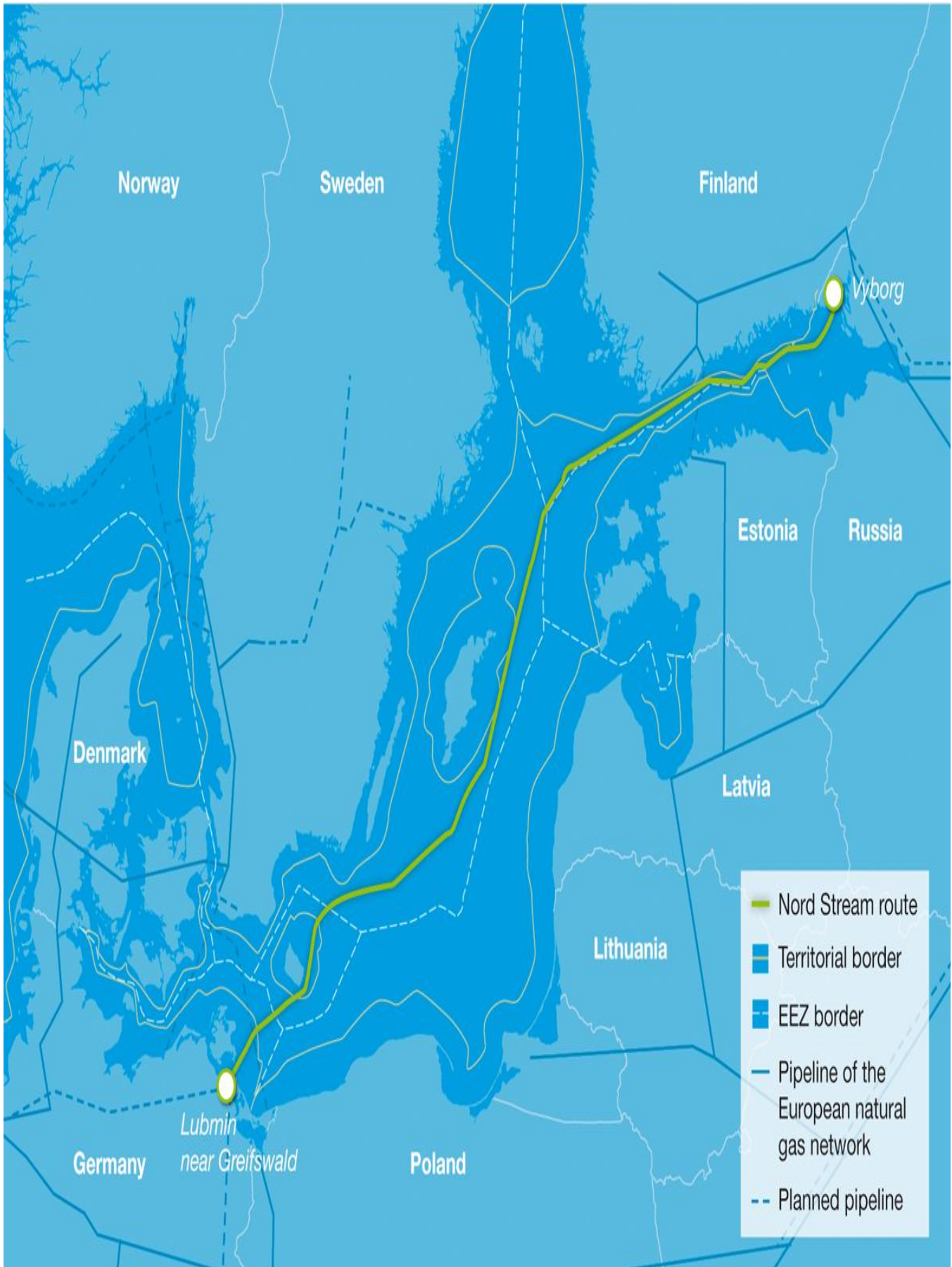
No es sólo el volumen asegurado en dos de los proyectos de tubería de los consorcios socios de la rusa **Gazprom** y la alemana **Wintershall**. Se trata de los precios, los *retailers* de gas alemanes han protestado rechazando los suministros. En una reciente conferencia de gas en Noruega, el mayorista alemán de gas **VNG** (con participaciones en los campos offshore noruego) dijo lacónicamente que el player de aguas profundas **Statoil** tenía que bajar el precio en sus contratos de suministro de gas de 10 y 20 años al Continente. El director de gas **Michael Ludwig** dijo que el exceso de gas natural en el mercado hizo bajar los precios.

Statoil vende casi toda su capacidad a Europa en contratos a largo plazo, y durante años compitió con el gigante Gazprom por ser el máximo proveedor de Alemania. Una cuarta parte de la capacidad de los gasoductos noruegos de 120 Bc, se destinan a Alemania, pero tan sólo el 75% es a menudo contratado. Nord Stream y cuatro gasoductos paralelos de South Stream podrían sellar el destino de Noruega como proveedor en partes de Europa. En 2009, con Europa del Este congelada en medio de las bajas temperaturas, el gas ruso fue detenido antes de ingresar a Ucrania, mientras que Statoil admitió que no podía, ya que toda su capacidad había sido vendida a largo plazo.

El consenso en Europa es que la relativa saturación pronto se convertirá en escasez relativa. El gigante gasero del Reino Unido, **Centrica**, dijo que el gas y la energía futura para el invierno de 2011-2012 se situará un 25% más caro que en invierno pasado.

Todos los players europeos de gas ponen tanto al shale como al *coal-bed methane* en algún lugar en el futuro, una incógnita para los vastos depósitos en Alemania, Polonia y Suecia o para las exportaciones americanas. Mientras tanto, Francia ha prohibido temporalmente la exploración de gas shale y *coal-bed methane* a pesar de las nuevas técnicas de extracción.





South Stream, barricada rusa a las rutas alternativas de exportación de gas



A pesar de años de promoción, el costo e incluso la ruta exacta para South Stream todavía no están claros. Sin embargo, el plan ya ha servido a un propósito valioso para Rusia, lanzando aún más dudas sobre la viabilidad de los proyectos rivales en el mercado europeo. También ha debilitado el poder de negociación de los *middlemen* como Ucrania que han tratado de sacar provecho de su ubicación estratégica.

Esta tubería se llenará hasta dos terceras partes con el combustible ruso que hoy se trasiega por Ucrania. Una parte del gas sería suministrada firmándose nuevos contratos, y la otra parte sería el gas que hoy se bombea a través de Ucrania. "*South Stream siempre se vio como una inversión enormemente arriesgada e inverosímil*", dijo **Christian Egenhofer**, experto de energía de **Center for European Policy Studies**, un research group en Bruselas. "*Pero cuanto más parece real South Stream, más Rusia puede engañar a Europa con el pensamiento de que las alternativas al gas ruso son innecesarias*"¹¹.

La Unión Europea depende de Rusia por el 25% de su gas natural, y es probable que esa dependencia aumente, a menos que se asegure suministros alternativos. En 2006, después que Rusia cerró el flujo a Ucrania en pleno invierno, la Unión Europea manipuló los planes desarrollados hace algunos años para construir el gasoducto **Nabucco**, que suministrará gas a Europa desde la región del Caspio sin pasar por Rusia. Un año después, Gazprom y la italiana **Eni** presentaron planes para South Stream.

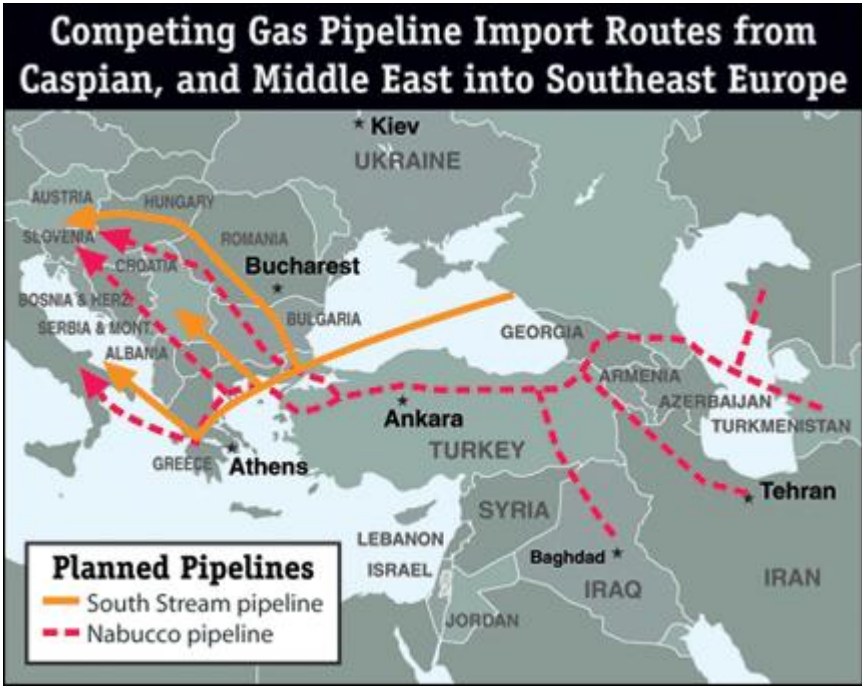
En una ocasión, en 2007, Vladimir Putin, presidente de Rusia, acordó con los líderes de Turkmenistán la construcción de un nuevo gasoducto hacia el norte, a Rusia, privando a Nabucco del potencial suministro de gas. *The intricacies of a chess game*. Dos años

¹¹ The New York Times, "European Natural Gas Pipelines Plagued by Uncertainties", (13/6)

más tarde, Putin viajó a Turquía para lograr un acuerdo que permita a Gazprom llevar a cabo pruebas ambientales y sísmicas necesarias para la construcción de South Stream, un mes después los gobiernos europeos firmaron un acuerdo de tránsito con Ankara por Nabucco.

No es de extrañar, por tanto, que ambos proyectos siguen plagados de incertidumbres. Una gran razón para el escepticismo es el costo. El proyecto South Stream está estimado en por lo menos 15.5 millones de euros, o 22.300 millones de dólares. Eso es aproximadamente el doble que Nabucco.

Muchos analistas dicen que esperan que Gazprom, el más importante backer, revise el price tag de South Stream este año, ya que los precios de los commodities necesarios como el acero y el cemento siguen subiendo. Al mismo tiempo, nuevas fuentes de gas están presionando a la baja los precios del gas natural, haciendo más difícil para los inversores predecir un rendimiento adecuado.



Enfoque: Ucrania y la estrategia rusa del gas natural



El ingreso de Ucrania a la Unión Aduanera de Rusia, Bielorrusia y Kazajistán y el Espacio Económico Común brindaría “*nuevas posibilidades de negocio entre nuestros países*”. Con esas palabras **Vladimir Putin**, primer ministro, volvió a insinuar la solución de la cuestión clave de la agenda relativa a la reducción del precio de gas ruso que pide la parte ucraniana. En vísperas de la visita de **Nikolai Azárov**, primer ministro ucraniano a Moscú, **Kiev** intentó dar a comprender inequívocamente que necesita la rebaja para estabilizar la situación económica.

El presidente ucraniano, **Víctor Yanukóvich**, afirmó que el aumento del precio actual que asciende a 295,6 dólares por mil metros cúbicos representa una “*factor extremadamente peligroso para la economía*”. El parlamentario del **Partido de las Regiones**, **Mijaíl Chéchetov**, fue incluso más elocuente: “*El objeto de las conversaciones de Azárov y Putin en Moscú es, para nosotros, la cuestión de primer orden, cuestión de vida y muerte*”, - dijo el diputado.

¿Por qué tanta insistencia ahora, cuando la temporada fría ha terminado? La fórmula para calcular el precio de gas, aprobada por Putin y su entonces homólogo ucraniano **Yulia Timoshenko** en el contrato de 2009, depende de los precios de petróleo. El “*oro negro*” encarece, por consiguiente crecen los precios de gas. Según el presidente del consorcio gasístico ruso Gazprom, **Alexei Miller**, para finales de este año podrían alcanzar unos 500 dólares por mil metros cúbicos. Nadie tiene la culpa, los precios de petróleo también podían haber bajado.

No obstante, ambas partes emplean una retórica exageradamente dramática hablando del tema: los periodistas en Moscú y en Kiev hablan del “*chantaje*” y para ambas partes el chantajista, claro está, es el otro. Los ucranianos aducen que ellos, los “*hermanos eslavos*”, tienen que comprar el gas más caro que los alemanes. Los rusos, con razón,

responden que los “hermanos” hacen propaganda antirusa, tanto en la prensa como en los manuales de historia, y la lengua rusa en Ucrania tiene un estatus humillante.

Un déficit de gas en verano es un absurdo, así que las razones de esta retórica hay que buscarlas en el ámbito político más que económico. Las autoridades de Ucrania y el partido gobernante se encuentran en una situación complicada porque se hizo del dominio público la información del fracaso de las negociaciones relativas a un nuevo crédito del Fondo Monetario Internacional.

Esto significa que los precios de los alimentos aumentarán un 10%, o más, durante este año. En la sociedad se perfilan confrontaciones entre las minorías nacionalistas y el poder, entre los ricos y los pobres. La posición de las autoridades rusas es más estable pero Moscú no piensa renunciar al dinero que tiene que percibir conforme los acuerdos firmados en 2009. ¿Por qué lo tendría que hacer? ¿Sólo porque los gobernantes ucranianos actuales simpatizan con Rusia más que los anteriores, Yúschenko y Timoshenko? Ya que Kiev no deja de subrayar que el precio de gas “no corresponde al espíritu de nuestras nuevas relaciones”.

Pero, desgraciadamente, la administración de Víktor Yanukóvich durante el año pasado no hizo nada para dejar sentir a los rusos este espíritu nuevo. Los problemas de siempre persisten. Además, Kiev está preparándose para firmar un acuerdo sobre la creación de la zona de libre comercio con la Unión Europea - el primer ministro Azárov ya en mayo dijo que casi todos los detalles del mismo están acordados con Bruselas.

Rusia advirtió que la creación de la zona de libre comercio entre Ucrania y la Unión Europea le obligará a aplicar medidas restrictivas en la frontera ruso-ucraniana. Y es evidente el porqué: en caso contrario las mercancías de la UE, habiendo pagado aranceles sólo en la frontera ucraniana, se venderán libremente en todo el inmenso territorio desde el occidente ucraniano hasta el Oriente Lejano ruso haciendo competencia a los productores rusos y sin ningún provecho para el presupuesto nacional.

Pero la parte ucraniana hace como que no oye estas réplicas de Moscú y sigue trabajando en el proyecto de la zona de libre comercio con la UE. Resulta que Yanukóvich, según el presidente ruso **Dmitri Medvédev**, quiere nadar en dos aguas. Incluso más que dos, porque pretende encontrar soluciones a tres problemas a la vez. Crear la zona de libre comercio con la UE conservando las facilidades aduaneras en Rusia. Conseguir rebaja del precio de gas sin dejar a los rusos invertir en la infraestructura ucraniana para transporte de gas natural construida conjuntamente en la época soviética antes que la rusa. Conservar buenas relaciones con los nacionalistas ucranianos, que no tolerarían la enseñanza de la lengua rusa en las escuelas, sin perder la imagen del defensor de la amistad ruso-ucraniana.

Rusia quiere ver pasos concretos pero en respuesta recibe sólo las promesas. Eso ya había pasado con los presidentes ucranianos **Leonid Kravchuk** y **Leonid Kuchma**. Luego, con el tandem de Yúschenko y Timoshenko, las promesas fueron sustituidas por una hostilidad abierta. Fue entonces que se echaron a perder los acuerdos trilaterales entre Rusia, Ucrania y Alemania de 2003 sobre la creación de un consorcio para garantizar el tránsito estable del gas ruso hasta el territorio alemán a través del ucraniano.

Mientras tanto, los medios ucranianos se esfuerzan, seguramente con el visto bueno de las autoridades, en crear un ambiente negativo alrededor de la fusión entre los dos gigantes nacionales del gas, Gazprom y Naftogaz. En su lugar, el líder ucraniano propone unos contratos con dudosas garantías y en lugar de la adhesión del país a la Unión Aduanera de Rusia, Bielorrusia y Kazajistán, la dudosa fórmula “3+1”, donde el “1” es, por supuesto, Ucrania. Pero bien se sabe que nadar entre muchas aguas es peligroso. Ahora Yanukóvich y toda la élite ucraniana recibe una última oportunidad de continuar con la integración europea sin romper con Rusia y respetando sus intereses.

Análisis de la nueva coyuntura energética peruana post-electoral

El gobierno peruano entrante debe iniciar una política energética firme dejando de lados los subsidios estatales e impulsando la participación de **PetroPerú** en asociación con el sector privado. El próximo 28 de julio el electo presidente **Ollanta Humala** no solo recibirá un país convulsionado por diferentes protestas sociales entorno a la actividad minera, en el sector Hidrocarburos tendrá que enfrentar y resolver múltiples problemas, herencias no resueltas y “*bombas de tiempo*” que van desde la revisión de contratos lesivos, los subsidios a los combustibles, , la modernización de la refinería de **Talara-PetroPerú**, la masificación del Gas Natural con la prioridad del mercado interno, el desarrollo de la petroquímica y el cambio de la matriz energética, entre otros.

El punto primordial para hacer frente a esos problemas es tener una política energética firme que permita alcanzar la autonomía haciendo un uso racional de los recursos energéticos a precios competitivos, es decir, lejos de los subsidios indiscriminados. También, se debieran evitar los abusos de mercado con la presencia de posiciones de dominio de empresas transnacionales que afectan los intereses de los consumidores y restan competitividad a la economía en su conjunto. De allí, la necesidad de una moderna regulación de los precios de los combustibles, lo cual supone transparencia y conocimiento en la formación de los costos, precios y márgenes.

Es importante alcanzar la autonomía energética y superar el creciente déficit de nuestra balanza comercial de Hidrocarburos. Esto significa que desde 1988 importamos más crudo y derivados de lo que exportamos; y en la presente coyuntura se expresan las consecuencias de las decisiones que se adoptaron en el pasado, o que por inacción de las autoridades se dejaron de hacer.

Al mismo tiempo, el retraso que hay en las obras para ampliar la capacidad de transporte del gasoducto de Camisea está poniendo en jaque al sistema eléctrico. Las principales ciudades peruanas podrían sufrir cortes programados o racionamiento de energía eléctrica de manera transitoria y parcial a mediados del 2012, según advierte el **Banco Central de Reserva (BCR)**. Uno de los factores que puede llevar a tal posible racionamiento es el retraso que hay en las obras para ampliar la capacidad de transporte del gasoducto de Camisea, de 530 millones de pies cúbicos de gas por día (mmpcd) a 920 mmpcd, que se requieren para alimentar las plantas termoeléctricas. Hoy se produce con gas el 42% de la electricidad que consume el país.

El retraso se debe a que su estudio de impacto ambiental original había sido rechazado meses atrás por pasar por la reserva de **Megantoni**, y hoy **TGP** lo ha modificado, evitando pasar por esa zona, pero aún debe de ser aprobado por el Ministerio de Energía y Minas. El BCR asume que recién en el 2014 estaría concluida la citada ampliación de capacidad de transporte, y que con los 530 mmpcd de gas hoy disponibles, al 2013 la generación térmica a gas, aún aumentando su capacidad instalada a 3,900 megavatios (MW) en los próximos dos años, operarían en promedio al 60% de su capacidad.¹²

¹² El Comercio, “BCR advierte riesgo de racionamiento de electricidad en el 2012”, (21/6)

A partir del gas natural de **Camisea, Perú** ya tiene en preparación dos proyectos para la instalación de plantas petroquímicas. El proyecto más adelantado, de **Nitratos del Perú**, se ubicará en **Pisco**; el segundo, de **CF Industries**, en **Marcona**. Ambos emplearán como insumo el metano, el componente más abundante del gas natural que representa aproximadamente el 95% del mismo, para producir urea, amoníaco y nitrato de amonio. Esto representa la primera etapa de la petroquímica.

El gas natural, requerido como materia prima, será proporcionado por el Consorcio Camisea a través de su operador **Pluspetrol Perú**, con quien se ha establecido un compromiso de abastecimiento por 72 millones de pies cúbicos.

Se acaba de promulgar la Ley 29.690, que promueve el desarrollo de la Industria Petroquímica basada en el etano. La norma establece que *“la industria petroquímica del etano, abarca los procesos de separación del etano del gas natural y de transformación, necesarios para producir etileno y sus productos derivados como: polietilenos, óxido de etileno, cloruro de polivinilo, etilenglicol, entre otros, y que sean insumos para la elaboración de productos finales, atendiendo prioritariamente el mercado interno”*. Además, declara de necesidad e interés público, este tipo de proyectos y obliga a los productores, a proveer de gas a los interesados en llevarlos a cabo.

Para la determinación de la zona o zonas geográficas en las cuales se instalará el complejo o los complejos petroquímicos, se deberá coordinar con los gobiernos regionales y locales correspondientes, así como con las demás entidades del Estado relacionadas con dicha zona o zonas, a fin de obtener el acceso, la información y, de corresponder, las autorizaciones necesarias. A efectos de que las industrias petroquímicas puedan acogerse a los beneficios establecidos en la ley, el Poder Ejecutivo identificará y establecerá previamente la zona o zonas geográficas en las cuales se podrán instalar dichas industrias.

Este tipo de proyectos no se limitan a la producción de urea, amoníaco y nitrato de amonio, como los dos primeros. Va mucho más allá, hacia la obtención de insumos químicamente más complejos, como el etileno y el polietileno, de los cuales se puede obtener productos industriales sumamente valiosos en el mundo moderno: plásticos, textiles, detergentes, cosméticos, entre otros.

Actualmente el amoníaco y el nitrato de amonio son dos importantes insumos para la industria y minería, y son importados principalmente de Chile, Europa y Asia. Con el impulso, el abastecimiento local estará garantizado y su impacto en la competitividad de las empresas peruanas será muy positivo.

Por el momento este proyecto se encuentra en evaluación, como parte de la segunda etapa de desarrollo de esta fundamental industria, que permitirá la construcción de plantas petroquímicas a partir del componente más escaso en el gas natural: el etano. Aunque son mucho más costosos que los basados en el metano, no solo por la planta en sí, sino también por la infraestructura complementaria requerida, que incluiría la construcción de una planta separadora del etano cerca de Camisea, y un gasoducto adicional. Además necesita un aprovisionamiento mucho mayor de gas natural, para lograr la cantidad necesaria de ese componente escaso. Afortunadamente, al parecer el gas de Perú tiene un 10% de etano, porcentaje excepcionalmente alto, que facilitaría enormemente las cosas. Hasta ahora, ante la falta de infraestructura que promoviera su utilización, dicho insumo ha estado siendo tratado como un simple subproducto del gas. Pero, esto cambiará muy pronto.

La ley de promoción petroquímica habilitará la construcción de un planeado gasoducto de 3.000 millones de dólares en el sur del país que abastecerá de energía a las grandes firmas mineras. La construcción del gasoducto, a cargo de la brasileña **Odebrecht** y la estadounidense **Conduit**, enfrentaba dificultades económicas por la rentabilidad

inmediata del proyecto y la ley impulsará a la industria petroquímica, con lo cual hace atractivo al sector¹³.

Kuntur, filial de Conduit, planea instalar dos tuberías de 1,085 kilómetros por las que se transportarán gas natural y líquidos desde yacimientos en el sureste del país hasta el sur peruano, donde operan mineras como **Xstrata**, **Southern Copper** y **Freeport McMoran**. Los ductos atravesarían cuatro regiones – **Cusco**, **Puno**, **Arequipa** y **Moquegua**– que han reclamado con protestas que se envíe demasiado gas a la capital, Lima, y fuera del país.

El Gobierno ha afirmado anteriormente que el proyecto tiene garantizado el abastecimiento de al menos 1 TCF (billones de pies cúbicos) de gas natural del lote 88 de la rica reserva de Camisea, en la región andina del Cusco. Según la firma Kuntur, los gasoductos se podrían poner en marcha en el 2014 y generaría un polo de desarrollo en el sur peruano con nuevas plantas de generación de energía, proyectos petroquímicos y plantas de fraccionamiento de gas.

Brasil, cómo se llega la información de los descubrimientos del pre-sal

Las empresas de petróleo en Brasil tienen maneras distintas de divulgar sus descubrimientos de reservas de petróleo o gas. La **Agencia Nacional del Petróleo (ANP)** obliga a todas a hacer una notificación de descubrimiento siempre que sea encontrada una “*columna de hidrocarburos*” (petróleo o gas) durante la perforación, comercial o no.

Petrobras sólo informa esos descubrimientos cuando tienen una estimación sobre el área o una certeza mayor sobre la comercialidad futura. Las grandes petroleras privadas adoptan prácticas parecidas. **ExxonMobil**, por ejemplo, no hizo ninguna notificación al mercado cuando descubrió petróleo en una perforación en el único bloque del pre-sal de **Santos** que no tiene **Petrobras** como operadora. Enseguida la gigante americana hizo otra perforación donde encontró un pozo seco. Nada dijo. Y lo mismo aconteció cuando el resultado de la tercera perforación mostró que el área no era comercial.¹⁴

OGX adopta una estrategia diferente. Divide con el mercado todas las informaciones pasadas a la ANP. Como aún no es posible saber cuanto de los descubrimientos van a hacerse reservas que irán al balance de la compañía es preciso ser cuidadoso. **Marcus Sequeira**, analista del **Deutsche Bank**, alerta que los inversores deben tener en mente que después de un anuncio inicial son necesarias varias pruebas para tener una noción de los impactos de aquel descubrimiento para la compañía. “*Ni todo anuncio se hace comercial. Es preciso entender que él es muy preliminar. Y para los efectos del balance, sólo valen las reservas probadas*”. Para él, ese es un ejemplo del riesgo y del potencial de valorización del sector, en la apuesta que esos descubrimientos se transformarían en reservas probadas.

¹³ Diario El Nortino, “*Gobierno peruano promulga Ley de Desarrollo Petroquímico*”, (25/5)

¹⁴ Valor, “*Informações sobre descobertas vêm de formas distintas*”, (27/6)

Desde la apertura del capital en 2008, las acciones de **OGX** se valoraron en un 27,94%, mientras el **Ibovespa** perdió un 9,36% en el periodo. Pero la empresa ya perdió 17,9 mil millones de reales de su valor de mercado este año. En **HRT** la valorización de las acciones es de 14,58% desde la oferta pública el año pasado, con un aumento de 1 mil millones de reales de valor de mercado. En 2011, todas están en caída. OGX se desvalorizó un 27,65%, HRT, un 13,52% y Petrobras perdió un 16,14%. Las acciones de **Queiroz Galvão** cayeron un 11,05% desde el 9 de febrero, cuando hizo su estreno en la bolsa, superior a la pérdida del Ibovespa acumulada en 2011, que es del 7,23%.

El riesgo de los descubrimientos pasa lejos de Petrobras, actualmente una de las empresas con mayor portafolio de reservas a desarrollar en todo el mundo. Aún así, el papel tiene riesgos asociados a él. Desde diciembre, Petrobras perdió 64.5 mil millones de reales de su valor de mercado. Si en la explotación, las incertidumbres son mayores en las empresas principiantes, lo mismo no se puede decir de los retornos. Es preciso ver el largo plazo, si la empresa tiene dinero disponible que va a necesitar usar en un año.

Emerson Leite resalta que después del descubrimiento, es importante saber con que eficiencia será posible monetizar las reservas encontradas, cual es el plan de inversiones de la compañía y cual es la velocidad con que los barriles serán producidos. Ese es la etapa actual de discusión en torno al plan de negocios de Petrobras.

OGX, MPX y Petra Energía tienen planes para desarrollar la producción de las reservas de gas descubiertas en Maranhão. El grupo informó que pretende comenzar a producir gas en el segundo semestre del próximo año. El objetivo de los socios es llegar a 2013 produciendo 5.7 millones de metros cúbicos de gas por día. Ese volumen equivale a un cuarto de la importación de gas de Bolivia, cuyo contrato con Brasil prevé el envío de 20 millones de metros cúbicos diarios. Como no existe la infraestructura para la distribución de ese gas, el objetivo es usar el insumo para la generación de energía eléctrica.

Las áreas descubiertas son divididas entre OGX (70%) y Petra (30%) pero la empresa de Eike Batista vendió 33,33% de su participación a MPX, su brazo de energía. MPX ya tiene licencia de instalación para una térmica con una capacidad de generación de 1.863 MW en el área e informe que está en proceso de licencia para otra usina de 1.859 MW. La empresa va a participar de la próxima licitación de compra de energía organizado por la Empresa de Pesquisa Energética (EPE), previsto para el fin del mes de julio, y el mercado espera que presente precios bastante competitivos.

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