

Informe Sobre El Mercado Energético Mundial

Del 26 de octubre al 2 de noviembre de 2007

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

Análisis: Aumento de los precios de los combustibles en China ¿fin de los subsidios?	2
Oil Sands: Alberta incrementa los royalties de su industria petrolera	5
Perspectivas de suministro de GNL a Europa: ¿exceso de terminales metaneras?	7
✓ <i>Precios del GNL: Japón y Europa pagarán más que Estados Unidos</i>	10
✓ <i>China triplicará la producción de gas natural para 2020</i>	11
✓ <i>Cedigaz: Aumentó 3% la producción mundial de gas natural</i>	12
Análisis: ¿Cuál es la mejor opción de biocombustible?	15
✓ <i>La inversión en etanol entra en una marcha lenta en el interior de Estados Unidos</i>	17
Brasil: Del biodiesel de soja a un abanico de opciones	18
✓ <i>Etanol: Brasil deja de ser el país más competitivo en la producción de azúcar</i>	22
Análisis sobre incremento en los costos de transporte de materias primas	23
Francia impulsa “plan Marshall” ecológico ¿es realista?	27
Cifras y Notas del Sector	29
✓ <i>E.ON pide a Gazprom operar sin intermediarios en mercados extranjeros</i>	29
✓ <i>AIE comprará participaciones PSEG en Chile</i>	29

Análisis: Aumento de los precios de los combustibles en China ¿fin de los subsidios?

**Terminando con la subvenciones de los combustibles en todo el mundo disminuiría la demanda de combustibles de transporte en tres millones de barriles por día. Esto es igual a aproximadamente 3,4% del empleo diario, McKinsey Global Institute, empresa de consultoría.*

Numerosas ciudades chinas se encuentran enfrentadas con una penuria de carburantes desde el martes. Las principales regiones comprometidas Shanghai, Jiangsu, Hunan y Guangdong. China encareció el precio de la gasolina y el combustible diesel en un 10% (el aumento en la gasolina es de 9,1% y en el diesel 9,9%) para reducir la demanda, en medio de racionamientos que causaron largas colas en las estaciones de servicio y afectado la industria camionera en varias zonas que viven de las exportaciones. El precio promedio al por menor de la gasolina se sitúa ahora en 5.980 yuanes (802 dólares) por tonelada, y el del diesel en 5.520 yuanes por tonelada (740 dólares). *“Esta medida, que reduce la necesidad de China de subsidiar a las firmas petroleras, es vista por analistas como un intento de Beijing de sobrellevar un mercado energético que está fuera de sí. En China, la escasez del suministro se debe a una combinación entre precios subsidiados y el crecimiento galopante del país, el cual ha llevado a una insaciable demanda de petróleo”,* dijo The Wall Street Journal Américas¹.

Las empresas petroleras atribuyeron la carestía, que comenzó la semana pasada, a la carencia de capacidad refinadora. Los controles gubernamentales obligaron a las refinerías a pagar la diferencia entre los precios en alza del crudo y lo que reciben en las estaciones de servicio. Debido a ello, algunas refinerías redujeron su producción. El encarecimiento de los precios –primer aumento gubernamental en 18 meses- tiene como fin acortar la diferencia entre el creciente costos de los combustibles y los beneficios obtenidos por los refinadores, según el National Development and Reform Commission (NDRC).

El gobierno cauteloso de la inflación prohibió que las petroleras pasen el aumento de los costos de producción a los consumidores, a pesar del *widening gap* (ampliación de la diferencia) entre los precios del diesel doméstico y global. Aunque para Larry Grace de Kim Eng Securities, *"claramente, Beijing está más preocupado sobre el impacto de la escasez desenfrenada en el Este y el Sur de China que de la contribución a la inflación"*.

"Los refinadores sólo pierden menos", dijo Na Liu, analista de commodities en China para Scotia Capital. *"Sin el aumento, por regla general, los refinadores chinos necesitan un crudo por debajo de los 70 dólares para no tener ni ganancias ni pérdidas en operating margin. Con el aumento, los refinadores chinos necesitan un crudo por debajo de los 80 dólares para no tener ni ganancias ni pérdidas"*².

"Si el precio del crudo permanece alrededor de 90 dólares por barril, los márgenes serán de -\$3 a -\$5 por barril en diciembre", escribió el analista Kelvin Koh, de Goldman Sachs en un research report. *"A menos que los precios del crudo caigan debajo de los 80 dólares, el NDRC probablemente necesitará un incremento de precios de entre 15 y 20% a principios de 2008 si quiere márgenes por encima de los break-even levels (niveles de equilibrio)"*.

El déficit de suministro subraya la creciente importancia de los refinadores de petróleo independientes y las estaciones de gasolina, que suministran entre el 5 y el 10% del

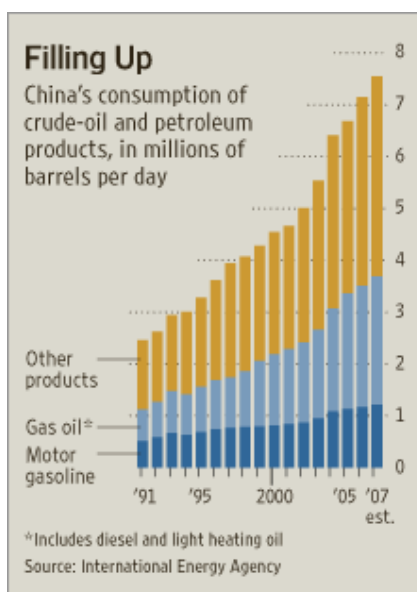
¹ The Wall Street Journal Américas, « Precios del crudo elevan las tensiones globales», (2/11)

² Reuters UK, “China fuel price hike only slows refiners' bleeding”, (1/11)

mercado chino. Estas pequeñas empresas son más vulnerables a las fluctuaciones de los precios internacionales que las empresas de propiedad estatal que dominan en China. Los refinadores más pequeños no reciben el apoyo del gobierno. Así, se dispusieron a detener totalmente la producción.

El impacto del aumento de los precios del petróleo no fue uniforme. PetroChina Corp, la mayor productora del petróleo de China, se benefició del aumento de los precios, ya que puede vender su propio petróleo crudo. Más afectada fue Sinopec, que tiene que comprar más del 75% del crudo que utiliza para hacer combustible.

El problema generalmente se limita al diesel fue, que se vende más que la gasolina debido a su utilización para *trucking* (transporte de camiones) y la agricultura, mientras que el mercado privado chino de autos de gasolina es aún relativamente pequeño. Con la temporada de cosecha, la mayor parte de los compradores son camioneros, que juegan un rol fundamental en la enorme red de logística que alimenta al "juggernaut" (monstruo) exportador chino. Con el pronto acercamiento del invierno, los camiones también juegan un papel importante en el transporte de carbón para mantener a las ciudades calientes.



"Para garantizar el suministro de los productos petrolíferos nacionales y la promoción de la conservación de la energía, el estado decidió encarecer adecuadamente los precios de los productos petrolíferos", dijo la NDRC. Las empresas de camiones dijeron que el racionamiento del diesel retrasó la distribución de mercancías en Shanghai y a lo largo de la costa meridional de China, que viven de la exportación a Estados Unidos y otros países occidentales.

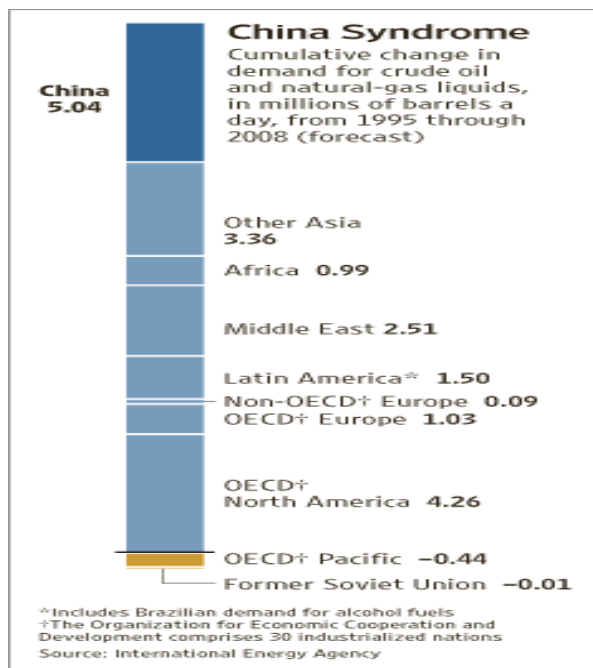
Las carencias de combustibles fueron señaladas en todo el país, según la Cámara de Comercio de China para la industria petrolera. La revista económica Caijing³ afirma en su sitio Web que 2.000 estaciones de servicio fueron cerradas. Los camioneros y los automovilistas de las regiones impactadas tienen dificultades para encontrar estaciones y tienen derecho sólo a comprar 50 yuanes por gasolina

³ <http://www.caijing.com.cn/English/>

El alza también repercutirá en el consumer price index (CPI), con una elevación del 0,05 por ciento en forma directa, pero también tendrá repercusiones en los precios de los granos, de la carne y de los aceites comestibles. La NDRC advirtió de posibles alzas en el costo de la carga por ferrocarril y de los pasajes de aviación, pero las tarifas para los usuarios de los trenes y de otros transportes públicos no serán variadas⁴. Según Sui Jingwen, gerente general de China Cargo Alliance, la falta de suministro podría afectar el comercio doméstico, sobretodo para alimentos y mercancías. *"La fruta en el sur tiene que ser transportada al norte, y los granos del norte necesitan tomar el camino inverso"*, dijo Sui.

La versión en inglés de The Wall Street Journal⁵ (que en español tiene mucho menos información) sostiene que los crecientes precios del petróleo podrían hacer descarrilar el boom económico chino. Muchos países usaron las subvenciones para estimular el fuerte crecimiento económico. Pero el combustible barato también deforma la demanda y desalienta a los consumidores y a la industria para ser eficientes. McKinsey Global Institute, empresa de consultoría, terminando con la subvenciones de los combustibles en todo el mundo disminuiría la demanda de combustibles de transporte en tres millones de barriles por día. *"Esto es igual a aproximadamente 3,4% del empleo diario"*.

Mientras, China Daily en una nota de opinión sostiene que los responsables de la formulación de políticas debería ser una oportunidad para avanzar en el objetivo de largo plazo del país para la conservación de energía⁶. *"Una subida general de los precios de los combustibles hará poco para machacar el empleo de empresas devoradoras de energía y particulares. Las autoridades deberían acelerar los esfuerzos para introducir un sistema de fijación de precios conducido por el mercado que empujará al combustible lo suficientemente alto para castigar a los que no ahorran energía"*.



⁴ China Daily, "Fuel prices raised by 8% from November 1" (1/11)

⁵ The Wall Street Journal, "As Oil Price Sets New High, Stress Hits Developing Nations", (1/11)

⁶ China Daily, "Higher fuel prices", (2/11)

Oil Sands: Alberta incrementa los royalties de su industria petrolera

La provincia de Alberta decidió un incremento substancial de sus royalties de petróleo y gas a partir de 2009, decisión que la industria petrolera esperaba con inquietud. El Primer ministro de la provincia, el conservador Ed Stelmach, *"Con este nuevo sistema, la gente de Alberta tendrá su parte justa, es decir aproximadamente 1,4 mil millones de dólares"*, suplementarios declaró Stelmach. La provincia obtuvo 9,5 mil millones de dólares en regalías el año pasado. Al mismo tiempo, aseguró a los inversores que *"Alberta permanecerá en un lugar internacionalmente competitivo y estable para realizar negocios"*.

Este es uno de los factores que deberá impulsar la cotización del petróleo en las próximas fechas. Como el commodity estableció un nuevo nivel de precios este año, algunos campos de extracción, que antes eran considerados caros para colocar en funcionamiento, comenzaron a entrar en la mira de las grandes multinacionales. Y muchas de esas áreas productivas están localizadas en las tundras de Canadá. Algunos analistas consideran que el aumento de los royalties podrían frenar las inversiones en la extracción del petróleo de las arenas bituminosas. Y en el caso que eso ocurra, habrá una retracción en esta área, ciertamente, la demanda y la oferta quedarán más apretadas en el futuro.

En septiembre un informe llamado *"Our Fair Share."* (Nuestra justa parte) dio la impresión de ser una bomba en la industria petrolera porque recomendaba una suba del 20% de los royalties petroleros y gaseros además de una tasa especial sobre las oil sands. La industria amenazó con limitar sus inversiones, lo que podría llevar a pérdidas de empleos por millares, si Stelmach aplicaba las recomendaciones de la comisión⁷. David Yager, jefe ejecutivo de HSE Integrated Ltd, una pequeña empresa de servicios de energía, y columnista de Oilweek magazine dijo que la *"rabia"* era la emoción predominante, después del *"shock"* inicial. *"Los cambios del gobierno son sustanciales y pueden tener un impacto significativo en la economía de la industria"*, dijo Rick George, jefe ejecutivo de Suncor Energy.

La nueva política *"profundizará la penumbra"* para los más pequeños productores, dijo Jeffrey Fiell, analista de energía de Octagon Capital Corp. *"Esto exprime más los márgenes y hace atractiva la inversión fuera de Alberta, y fuera de Canadá. Las empresas más grandes obviamente pueden absorber los cambios mucho más fácilmente"*⁸.

Los inversores extranjeros hicieron declaraciones especiosas que comparan a Alberta con Venezuela. Deutsche Bank Securities Ltd, sugirió en una nota a los inversores: *"The Bolivarian Republic of Alberta"*. Una amplia franja de regiones productoras de petróleo se movió en los últimos meses para llevarse el dinero efectivo de las empresas petroleras y ponerlo en los cofres del gobierno levantando los royalties o asumiendo la producción de propiedades.

"No somos comunistas, I'm not whatever-his-name-is in Venezuela," dijo Stelmach en un discurso, refiriéndose a Hugo Chávez, el presidente venezolano. *"Esto es Alberta"*, señaló a The New York Times⁹. *"preocupación y decepción serían las dos palabras que yo escogería"*, dijo Pierre R. Álvarez de Canadian Association of Petroleum Producers. Mientras el respetado analista Don Coxe definió la situación como una *"Putinesque abrogation"* de la tradición de

⁷ The Globe and Mail, "A deep well of discontent", (12/10)

⁸ Bloomberg, "Alberta Royalty Increase Seen Hurting Small Producers", (26/10)

⁹ The New York Times, "Alberta's Oil Royalty Increase Is Protested", (27/10)

royalties. David Tara, analista político de la Universidad de Calgary, dijo que las nuevas reglas de regalías del gobierno son "desordenadas" y "confusas" al punto que la mayor parte de la gente de Alberta no las entenderá y Stelmach podría aparecer débil comparado con Danny Williams, primer ministro de Newfoundland¹⁰.

Sin embargo, un funcionario americano dijo que la nueva estructura de regalías no supone ninguna amenaza para los proyectos de producción y no le preocupa los cambios en el régimen fiscal¹¹. "Canadá sigue siendo muy estable y seguro para el suministro de recursos energéticos para América del Norte", insistió Mel Knight, Ministro de energía de Alberta. Esta provincia provee el 10% de las necesidades energéticas de Estados Unidos.

Stelmach rechazó la idea de la tasa especial y la limitó a 1,4 mil millones de dólares en regalías suplementarias (contra los 2 mil millones recomendados por la comisión), pero impuso impuestos pesados en las arenas bituminosas, cuya producción es una de las fuentes principales de los gases de efecto invernadero en Canadá. David Pumphrey, un antiguo funcionario en el Ministerio de Energía americano y ahora senior en el Centre for Strategic and International Studies, dijo que los grupos ambientales prominentes identificaron a las oil sands como la "amenaza No. 1" en la batalla contra las emisiones¹². La explotación de estas reservas no convencionales exige capitales importantes y no fue considerada rentable hasta que el barril de petróleo sobrepasó los 50 dólares hace más de dos años.

Alberta saca un poco más de un millón de barriles por día de sus arenas bituminosas. Según la Canadian Association of Petroleum Producers, la producción en este sector debería triplicarse para 2015 a menos que el plan de Stelmach frene el crecimiento. En virtud del nuevo plan de Stelmach, las empresas que explotarán estas arenas bituminosas, deberán volcarse entre el 1% y el 9% en la provincia antes que un proyecto sea rentable, luego entre el 25% y el 40% cuando el punto de rentabilidad se alcance. The Globe and Mail sostiene que el gobierno de Stelmach no es particularmente popular y existe una fuerte tentación por jugar la carta populista.

"Cuando los precios del petróleo aumente, las regalías también", declaró Stelmach. Su plan prevé también el final de los derechos particulares previstos para 2016 para los dos grupos pioneros de las oil sands, Suncor y Syncrude, presentes en este sector desde hace más de treinta años. En el sector de gas, el gobierno de Alberta hará pasar del 35% al 50% las regalías máximas impuestas a las empresas. Este último índice se aplicará también a la producción de petróleo convencional. De acuerdo, Tristone Capital, una firma de inversiones de Calgary, los cambios de royalties en Alberta para los productores convencionales de petróleo y de gas hacen económica la perforación en provincias vecinas de British Columbia y Saskatchewan más atractivas y podrían provocar un traspaso de capital a esas regiones¹³.

"Ya no tiene sentido económico perforar pozos (por gas natural) con los precios actuales, y bajo los nuevos royalties la perspectiva de la producción de gas en Canadá es hoy sombrío", dijo Bill Gwozd, vicepresidente de servicios de gas para Ziff Energy Group. "Los productores estarán en dificultades para avanzar en nuevos programas de perforación y se verán reducciones de los gastos en servicios y drilling fleets". Don Herring, presidente de la Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors, dijo que su organización espera que sean perforados ahora sólo 13.700 pozos en 2008, debajo de la marca high-water de 22.300 en 2006. "La incertidumbre del nuevo régimen de regalías afectará muy negativamente la perforación de

¹⁰ The Globe and Mail, "Alberta royalty grab stuns oil industry", (26/10)

¹¹ Reuters US, "Alberta minister reassures U.S. on royalty impact", (29/10)

¹² The Globe and Mail, "Oil sands seen as 'threat No. 1,' as U.S. may target dirtier fuels", (30/10)

¹³ Reuters US, "Alberta royalty hike far cry from nationalization", (26/10)

la estación de invierno y podrían perderse cerca de 16.000 empleos relacionados con los servicios petroleros¹⁴.

Una de las primeras empresas que hicieron cálculos fue Galleon Energy, que considera que los cambios de regalías en Alberta reducirían su *cash flow* de la producción actual 9,5% del precio de un barril de petróleo a 70 dólares y del precio de mil pies cúbicos de gas natural de 7 dólares canadienses, según OilWeek¹⁵.

Alberta es la única provincia o el estado de América del Norte sin deuda pública. Pero el boom petrolero también provocó una subida de la inflación, penuria de mano de obra y tensiones entre sus 3,5 millones de habitantes.

Perspectivas de suministro de GNL a Europa: ¿exceso de terminales metaneras?

La parte del GNL en el aprovisionamiento de gas natural de Europa no deja de crecer, representa ya el 28,5% del suministro francés y el 67,5% del aprovisionamiento español. Animados por este crecimiento, decenas de proyectos de nuevas terminales metaneras están en estudio en las costas europeas. Sin embargo, la construcción de una terminal es una inversión pesada (500 millones de euros en 3 años), sometido a los azares técnicos y políticos (bloqueo del proyecto por las autoridades locales), y cuya rentabilidad depende de las fluctuaciones del mercado de gas. ¿Quiénes son los inversionistas preparados para tomar estos riesgos, y cuáles son sus motivaciones? ¿Europa no corre, en el mediano plazo, un riesgo de sobreequipamiento de terminales metaneras?

Los inversores tienen distintas motivaciones. Una visión de la situación de las terminales construidas recientemente o en proyecto muestra una tipología variada de inversionistas. Los principales proyectos y terminales recientes en España, Francia e Italia:

¹⁴ *The Globe and Mail*, “Drillers axing winter plans ahead of new royalty regime”, (26/10)

¹⁵ OilWeek, “Galleon Energy estimates new Alberta royalties hit cash flow by 9 10 per cent”, (29/10)

Pays	Projet / en construction / terminal récent	Investisseurs				Mise en service réalisée / prévue
		NOC	IOC	Utility	Autre	
Espagne	Sagunto			Union Fenosa Iberdrola Endesa		2006
	Mugaros	Reganosa *		Reganosa *		2007
	Gran Canaria			Endesa		2008
France	Fos Cavaou		Total	GDF		2008
	Le Havre-Antifer			Poweo EON Ruhrgas Verbund	CIM	2011-2012
	Verdon			Endesa	4Gas	2011-2012
	Dunkerque			EDF		2011-2012
Italie	Rovigo	Qatar Petroleum	Exxon Mobil	Edison		2008
	Brindisi		BG	Enel		2010
	Livorno			Endesa IRIDE ASA Livorno	Golar LNG	2008
	Rosignano		BP	Edison	Solvay	NA
	Trieste			Endesa		NA
	Taranto			Gas Natural		NA
	Syracuse		Shell		ERG	2010

* Endesa / Union Fenosa / Grupo Tojeiro / Caixa Galicia / Xunta de Galicia / Sonatrach / Banco Pastor / Caixanova

Sources : sites Internet des investisseurs

Al lado de las utilities de gas, importadores históricos de gas (Gaz de France, Gas Natural), figuran en un buen lugar las eléctricas consumidoras de gas y los nuevos entrantes (Endesa, Iberdrola, Enel, Edison, Poweo,...). Por otro lado, las *oil majors* están fuertemente presentes (Total, BP, Shell), pero igual las empresas nacionales de producción (Sonatrach, Qatar Petroleum). Por fin, actores especializados en infraestructura de GNL (4Gas, Golar LNG) comienzan a ocupar el mercado. Las motivaciones de estos diferentes tipos de actores son evidentemente de naturalezas diferentes:

* Las International Oil Company (IOC), históricamente presentes en el sector, procuran garantizar su producción, fundamentalmente en el mercado europeo. Por otro lado, para sacar provecho de las oportunidades de arbitraje entre los mercados europeo y americano, es necesario disponer de posiciones a los dos lados de las orillas del atlántico.

*Los intereses de las National oil company (NOC) no son, en parte, similares, éstos desean asegurar su producción al mejor precio, librándose de las IOC.

*Las utilities del gas utilizan el GNL como medio de diversificación de su cartera de aprovisionamiento, pero también comienzan a invertir aguas arriba y midstream para jugar el arbitraje entre los mercados y así disminuir los márgenes.

*Los nuevos actores y las empresas eléctricas desean utilizar el GNL como fuente alternativa de aprovisionamiento, y así liberarse del casi monopolio de importación de los históricos operadores.

Por eso, estos diferentes actores pueden aprovechar su inversión sólo si son autorizados a utilizarlos para su estrategia limpia, mientras que la regla en Europa es ofrecer un acceso no discriminatorio a las infraestructuras. Esta excepción es posible por el artículo 22 de la Segunda Directiva europea, que les permite a los inversores explotar las terminales para su propia utilización, reservando eventualmente una parte de la capacidad para el acceso no discriminatorio de terceros. Sin esta medida, la terminal perdería en gran parte su interés estratégico, porque su propietario sería forzado a ofrecer servicios equivalentes a sus competidores, lo que es más tarifas reguladas.

El gran número de proyectos de terminales en estudio hoy puede hacer temer la superpoblación en el mediano plazo. En efecto, el crecimiento previsto de la demanda europea de gas asciende sólo 1,5 a 1,9% al año, y el aprovisionamiento por gasoducto seguirá todavía mayor por mucho tiempo.

Por otro lado, si las terminales continuarán gozando de una actividad garantizada gracias a los cargamentos de GNL en el marco de un contrato de largo plazo, también deberán asegurar la recepción de una proporción creciente de cargamentos comprados en el mercado spot. En el atlántico, el mercado depende del diferencial de precio entre Europa y Estados Unidos; en el caso de los precios duraderamente elevados en Estados Unidos, los cargamentos spot serán redirigidos al mercado americano, disminuyendo el índice de utilización de las terminales europeas. Si todos los proyectos actuales acaban, Europa sería ciertamente sobre equipada en terminales metaneros.

Estos últimos puntos muestran que las autoridades europeas tienen un papel importante que jugar en la regulación del desarrollo de estas infraestructuras claves para la seguridad de suministro europea. En particular, las autoridades pueden utilizar las siguientes medidas:

*Toma de posición sobre las condiciones y ubicaciones de implantación de las obras.

*Orientaciones en la aplicación de la exención de acceso no discriminatorio para terceros.

*Política arancelaria de los servicios de regasificación.

Europa confía en Qatar: Un argumento de peso y no menor es que la Unión Europea quiere reducir sus necesidades energéticas de países como Rusia o Argelia y que Qatar gustaría de obtener un lugar sólido en el seno del capital del constructor aeronáutico europeo EADS. El emir de Qatar, jeque Hamad bin Jalifa Al Zani, anunció que su país espera exportar este año 31 millones de toneladas de gas, y que su capacidad de exportación alcanzará los 77 millones de toneladas anuales a partir de 2010¹⁶. *“Qatar se compromete a desarrollar su riqueza de petróleo y gas para responder a las necesidades de los consumidores, y que adoptará las legislaciones necesarias para atraer inversiones extranjeras”*, dijo.

¹⁶ *Le Blog Finance*, “Le Qatar pourrait couvrir 1/3 de la consommation mondiale de gaz » (29/10)

El emir recordó que su país tiene las terceras reservas de gas más importantes del mundo, y reiteró que cuando sus exportaciones alcancen los 77 millones de toneladas anuales, “*representan un tercio de las necesidades mundiales*”.

Precios del GNL: Japón y Europa pagarán más que Estados Unidos

Una firma de consultoría informó que la estimación de las importaciones de gas natural licuado a Estados Unidos continúa bajando con la fuerte demanda del Lejano Oriente y Europa a partir de la compra de suministro en el mercado spot. “*El flujo de GNL en Estados Unidos se redujo al mínimo, con la absorción por parte del mercado asiático de los volúmenes del atlántico de fuentes como Trinidad, Egipto, Argelia, Guinea Ecuatorial y Nigeria*”, dijo Waterborne Energy.¹⁷ . Esta empresa de consultoría que supervisa el flujo mundial de los gases licuados, estima que las importaciones de GNL estadounidense en octubre ascenderán a un total de 41 millones de pies cúbicos, frente a más del 15% de una estimación reciente de 49 millones de pies cúbicos.

El informe sostiene que la economía favorable de algunos países europeos también dio lugar a la desviación de algunos cargamentos spot desde Trinidad y Egipto, con la demanda de invierno de países como Gran Bretaña, Francia y España aún no en su máximo nivel. Waterborne¹⁸ también espera que las importaciones de GNL estadounidenses decaigan más lejos en noviembre cuando la demanda del invierno europeo suba. Las estimaciones preliminares están abajo de 35 millones de pies cúbicos.

El informe notó que los precios del gas en Japón llegarían a 12 dólares por millón de BTU en diciembre, mientras las entregas europeas cuestan 9 dólares, como ambas regiones ofrecen más potencial en términos de beneficios que Estados Unidos donde los precios actualmente se ciernen alrededor de 7 dólares.

El costo incremental para transportar GNL de Trinidad a Japón en vez de a Estados Unidos es sólo de 2 dólares, mientras las cargas a Gran Bretaña son sólo de 30 a 40 centavos más caros. La demanda de los países asiáticos se incrementa en esta época del año debido al almacenamiento para el invierno, pero el *shutdown* en julio del reactor nuclear más grande de Japón hizo incrementar las provisiones de gas.

“*La creciente popularidad del gas natural es considerada el mayor step para su transformación en un commodity global, lo que debería ayudarlo a separarse del petróleo*”, dijo Jean-Pierre Mateille, gerente general de gas and power trading de la francesa Total. “*Usted no puede construir una industria basada en una incorrecta fijación de precios*”, dijo Mateille¹⁹. Por ahora, la acción de fijar precio es compleja. En Asia, el precio del gas se fija contra el petróleo. En Europa hay una mezcla, y en Gran Bretaña y Estados Unidos, el precio del gas es puesto “*own right*” (por derecho propio).

Tanto Europa como Asia son cada vez más dependientes del GNL para satisfacer la calefacción y la refrigeración y por lo general pagan más por las provisiones

¹⁷ Reuters UK, “*Strong Asia demand again slows U.S. LNG imports*”, (17/10)

¹⁸ <http://www.waterbornelng.com>

¹⁹ Reuters UK, “*\$90 barrel prompts new look at gas link to oil*”, (1/11)

suplementarias, mientras Estados Unidos, uno de los mayores productores mundiales de gas natural, puede echar mano en sus reservas domésticas.

Con los inventarios estadounidenses de gas cerca del record máximo y llegando al registro de cerca de 3,5 trillones de pies cúbicos para noviembre. Fuentes de la industria dijeron que había menos necesidad de provisiones suplementarias en Estados Unidos en este momento. Los envíos de GNL a Estados Unidos batieron record durante la primera mitad del año, sumando aproximadamente 464 millones de pies cúbicos o 2,56 millones por día, debido a los altos precios de gas estadounidense a principios del año.

China triplicará la producción de gas natural para 2020

La viabilidad económica sigue siendo el criterio esencial para sus acuerdos futuros de las empresas chinas para asegurar el GNL extranjero y el combustible será un impulsor clave de su crecimiento a mediano y largo plazo. "*La economía tendrá la palabra final*," dijo a Yang Hua, presidente financiero y vicepresidente ejecutivo de CNOOC, al ser consultado sobre si la firma estaba desacelerando la búsqueda de nuevos acuerdos para el combustible verde, en medio de los altos precios globales.

"Puedo describirle una caja geográfica de potenciales proveedores de China: Sakhalin, hacia el norte; Australia, al Sur; Qatar, al oeste; y Yemen, al sudoeste," dijo Yang. *"Si los precios son normales, los costos de envío de estas fuentes pueden justificar su venta en el mercado chino,"* dijo Yang, que no especificó el nivel de precio normal.

El negocio de gas natural de CNOOC, que incluye los ductos de gas de sus yacimientos mar adentro de China y el envío de GNL de los proveedores extranjeros, sería un impulsor clave de crecimiento de la firma, que se ha estado expandiendo cada vez más en sus negocios aguas abajo. La firma ha colocado ocho ductos para bombear gas de campos mar adentro cercanos a la costa de China, pero todavía prevé que los suministros están retrasados respecto del crecimiento de la demanda.

Además, en los últimos días trascendió que China triplicará su producción de gas natural para el año 2020 cuando de sus yacimientos saldrán 150 mil millones de metros cúbicos. En 2006, la nación asiática extrajo 58 mil 600 millones de metros cúbicos de gas de sus reservas en el nordeste del país, en el mar de Bohai, en la región autónoma de Uygur de Xinjiang y la provincia central de Sichuan. Según dijo Qiu Jongjian, miembro de la Academia de Ingeniería de China, este notable aumento será resultado de las inversiones de las principales entidades productoras en la prospección y explotación de nuevos yacimientos²⁰.

La empresa PetroChina, que extrae entre el 70 y 80 por ciento del total del gas en la parte continental, planea investigar la cuenca de Songliao, donde hay indicios de la existencia de por lo menos 100 mil millones de metros de gas natural. Jia Chengzao, vicepresidente de la compañía, dijo estar confiado en las grandes reservas que deben existir

²⁰ China Knowledge Online, "*China's gas output may hit 150 bln cubic meters by 2020*", (31/10)

en los yacimientos de la provincia de Sichuan, con una riqueza potencial de dos billones de metros cúbicos. Hasta el año pasado en esa provincia se habían probado reservas por 145 mil millones de metros cúbicos de gas, en tanto que en la cuenca de Junger, en Xijiang, el volumen confirmado se eleva ya a 500 mil millones de metros cúbicos.

El propio directivo expresó la confianza de PetroChina en que dentro de cinco años las reservas probadas de petróleo en el yacimiento de Nanpu, al borde del mar de Bohai, llegarán a dos mil millones de toneladas. Algunos expertos calculan que China tendría reservas extraíbles en todo su territorio de 21 mil 200 millones de toneladas de petróleo y 22 billones de metros cúbicos de gas natural²¹.

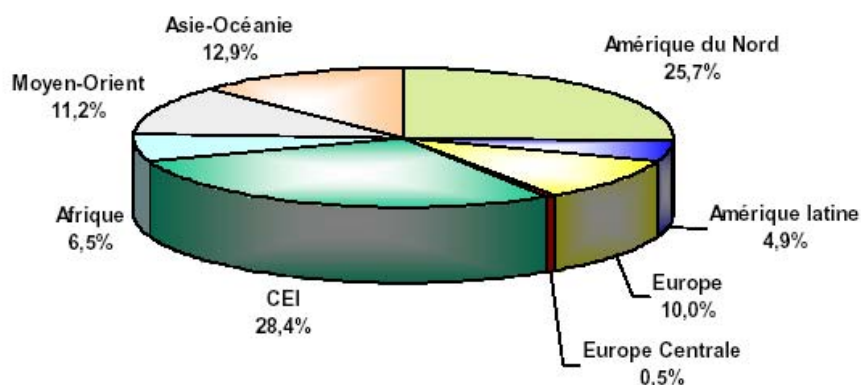
Cedigaz: Aumentó 3% la producción mundial de gas natural

El informe anual de la Asociación Internacional de la Industria del Gas (Cedigaz), reveló recientemente un aumento de cerca de un 3% en la producción mundial de gas natural, a pesar del registro concomitante de una caída en su consumo, por parte de la mayoría de los países integrantes de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE). El informe revela que donde se aceleró el consumo de gas fue, de hecho en los países que no pertenecen a la OCDE. El informe, que circula desde junio para la industria, revela que el gas natural licuado (GNL) ya es hoy el mayor responsable por el comercio internacional de gas natural –y, por descontado, constituye un factor preponderante en la decisión de inversión de los productores mundiales de gas²².

La propia secretaria general de Cedigaz, Marie-Françoise Chabrelié, afirma que la entidad no esperaba que los productores se entusiasmaran tantos y tan rápido con los altos precios del producto, y que ciertamente la globalización del GNL influenciara positivamente en este grado de confort para invertir en la producción.

²¹ Xinhua, “Natural gas output set to soar by 2020”, (30/10)

²² <http://www.cedigaz.org/Fichiers/CP-Estimations2006.pdf>



Producción comercializada de gas natural en 2006. Repartición por zona geográfica

La producción mundial de gas comercializada en 2006 alcanzó 2.930 mil millones de metros cúbicos, un aumento del 2,9% en relación al 2005 (2.848 mil millones de metros cúbicos) contextualizado por la tensión de los mercados energéticos mundiales y por el precio del barril de petróleo, que en ese periodo rondó los 65 dólares. A pesar de la reconstrucción de las instalaciones productoras de los Estados Unidos que se extendió en 2006 –a partir de los huracanes de 2005- la producción de gas americano creció un 2,3% y alcanzó 523,6 mil millones de metros cúbicos en 2006, contribuyendo para la producción agregada Estados Unidos-Canadá de 754 mil millones de metros cúbicos. El declive de la producción del Golfo de México causado por las intemperies climáticas fue compensado por un crecimiento de la producción terrestre.

La producción rusa subió un 2,4% alcanzando 656,2 mil millones de metros cúbicos. Gazprom fue responsable por un 83,9% de este incremento. Demasiadas empresas, sumadas a las independientes, produjeron 104,8 mil millones de metros cúbicos. Los volúmenes de gas comercializados en Europa (incluyendo EU-25, Noruega, Suiza y Turquía) cayeron 2,2% en un total de 291,0 mil millones de metros cúbicos. Mientras la producción Noruega creció (un 4%, lo que significó 90,5 mil millones de metros cúbicos), algunas caídas de la producción significativas fueron registradas en otros países de la región: el caso más agudo fue el del Reino Unido, con una caída del 8,6%, un comportamiento que se repite desde 2001. En los Países Bajos, la disminución de ventas del mercado local provocó una caída del 1,7% en la producción nacional.

Lo opuesto ocurrió en los países donde los mercados locales o exportaciones de gas se comportaron con más dinamismo: en América Latina, un crecimiento del 4,5% llevó la producción anual a 143,3 mil millones de metros cúbicos; en Medio Oriente, un aumento del 5% en la producción elevó los volúmenes anuales a 328,2 mil millones de metros cúbicos; y en África, un 9,9% del aumento resultando en 190,5 mil millones m³ de producción total anual. En Asia-Oceania la producción comercializada creció un 4,3%, alcanzando 377 mil millones de m³.

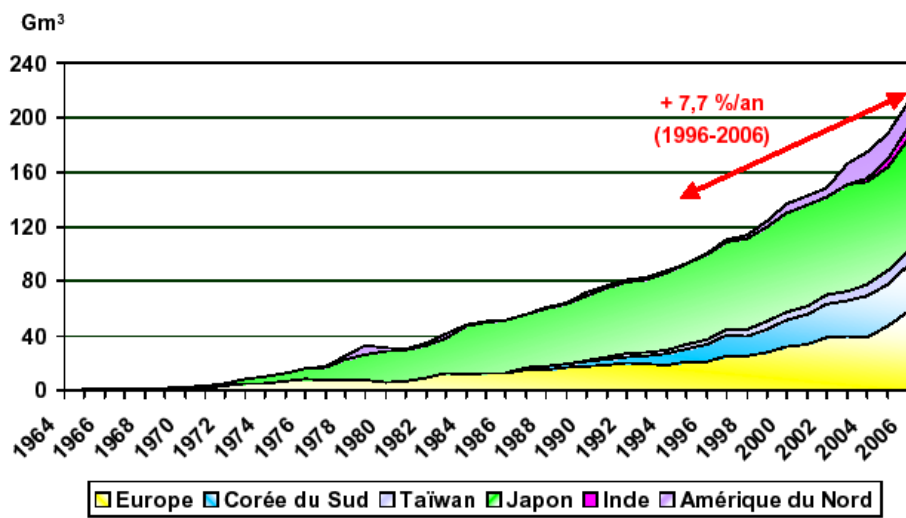
Comparado con la media mundial relativa de los últimos diez años (un 5,4% de crecimiento anual), el comercio internacional de gas creció sólo modestamente en 2006: un 2,5% alcanzando 886 mil millones de metros cúbicos. Eso fue explicado por la estancación vivida en el segmento de transporte por gasoductos, incluyendo las conexiones que atraviesan países que formaban parte de la Unión Soviética, constantemente en disputa por

los derechos de tránsito y tarifas de transporte compartidas (caída del 1,1% en este segmento). Los volúmenes totales comercializados por ductos totalizan 128 mil millones de m³ en el mundo, siendo que un 54,3% ocurre en Europa o América del Norte.

El año pasado, las exportaciones canadienses para Estados Unidos, cayeron en un 4,7% llegando a 100 mil millones metros cúbicos (un 57% de la producción total canadiense). Para Estados Unidos, las importaciones del vecino significaron un 16,1% del suministro nacional y un 81,3% de sus importaciones de gas. Temperaturas climáticas más amenas hicieron la enfriar la demanda residencial, pero varias generadoras de energía movidas a gas, inauguradas en el mismo periodo, acabaron por equilibrar los volúmenes consumidos.

El abastecimiento europeo fue incrementado en un 0,7%, en 2006, alcanzando 542 mil millones de metros cúbicos, de los cuales 54% adviene de producción propia. Sin embargo, a pesar de la entrada en operación de dos nuevos gasoductos importantes (Langeled y BBL) para aprovisionar al Reino Unido a partir de Noruega y de los Países Bajos, respectivamente, la demanda continental cayó –en función de las circunstancias climáticas amenas del año pasado- lo que contribuyó para disminuir el movimiento comercial vía gasoductos en la región. Con 84 mil millones de metros cúbicos exportados para el resto del continente (un 3,2% de más en relación al 2005), Noruega contabiliza un 15,5% del suministro europeo de gas natural. Las exportaciones holandesas crecieron un 4%, alcanzando 48,6 mil millones de metros cúbicos, mientras Rusia permaneció 151,6 mil millones de m³ exportados a los países europeos, incluyendo Europa Central. El movimiento en los gasoductos que conectan el suministro del norte de África a los mercados europeos creció un 2,2% resultando en un total anual de 43,3 mil millones de metros cúbicos.

Dentro del contexto de la comercialización internacional de gas, que ya alcanza más del 30% de la producción mundial comercial, la parte del GNL fue 23,8%, contabilizando un 7,2% de todo el gas producido mundialmente. En 2006, las ventas de GNL dispararon: un 11,7% de crecimiento (alcanzando 211 mil millones de m³) impulsados por los altos volúmenes vendidos a Asia y Europa –un crecimiento superior a la media anual de la década: 7,7%/año.



Evolución del comercio de GNL

Cedigaz confirma que las operaciones de GNL crecieron mucho: operadores están construyendo nueva infraestructura, anticipando el crecimiento de la demanda mundial, pero el contraste entre las regiones es aún patente. Asimismo, en 2006, la entrada en operación de terminales en México, en China (Guangdong-Dapeng) y en España (Sagunto), inauguró nuevas rutas comerciales mundiales. Interesante notar que mientras las importaciones asiáticas y europeas crecieron respectivamente un 20,4% y un 10,4%, las importaciones del eje Canadá–Estados Unidos cayeron en un 7,3% en 2006.

El alza de los precios del gas en el mundo recuperó la competitividad del carbón y de las energías alternativas, además de haber revitalizado políticas de conservación e incentivos a la utilización de fuentes renovables. Combinados con las temperaturas amenas de 2006, estos factores tuvieron impacto importante en la desaceleración de los mercados de los países de la OCDE, que crecieron magros un 0,7%, alcanzando un total de 541,9 mil millones de m³ en 2006.

El consumo de gas en Estados Unidos, según informaciones gubernamentales (US Energy Information Administration) cayó un 1,7% en 2006, alcanzando 619 mil millones de m³, incluyendo stocks. En Canadá, las ventas cayeron por tercer año consecutivo: caída del 1,7% en relación a 2005. Juntos, Estados Unidos y Canadá consumieron 770,7 mil millones m³ en 2006. El crecimiento económico consistente y las necesidades de suministro de gas – principalmente para generación energética – explican el aumento del consumo en América Latina (total de 127 mil millones de m³), en África (87,3 mil millones de m³), en el Oriente Medio (280,6 mil millones de m³), y en Asia (426,7 mil millones de m³).

Análisis: ¿Cuál es la mejor opción de biocombustible?

¿Cuál es el combustible renovable perfecto? La mayoría de las petroleras describiría como económico, fácil de producir en gran escala y compatible con los oleoductos existentes. En otras palabras, una versión “*environmentally friendly*” de la gasolina o del diesel. Algunas de las mayores empresas de energía del mundo, como BP, Chevron Corp., ConocoPhillips y Exxon Mobil Corp., ampliando inversiones exactamente para eso: hallar un combustible derivado de plantas o basura pero sin las complicaciones de las actuales opciones de los biocombustibles, que no pueden ser transportados por la infraestructura existente²³.

Estas cuatro empresas están entre las que costearon investigaciones académicas de la segunda generación de biocombustibles. Algunas de ellas también están invirtiendo en fábricas-piloto para producir lotes de productos para prueba. Y por lo menos dos grandes petroleras, Chevron y Maratón Oil Corp, invirtieron en combustibles renovables en la actualidad –etanol derivado del maíz o caña de azúcar y biodiesel de vegetales u óleos- en

²³ The Wall Street Journal, “*Renewed Effort*”, (29/10)

una apuesta de que eso va a colocarlas en una mejor posición para refinar productos mejores cuando fueran descubiertos.

El actual sistema de transporte “costó cien años y mil millones de dólares para realizarse”, dijo Rick Zalesky, vicepresidente para biocombustibles e hidrógeno de la división de energías alternativas de Chevron. Desarrollar tanto nuevos combustibles como nueva infraestructura para su utilización es un desafío caro. “*El resultado ideal de nuestra investigación es desarrollar los combustibles de transporte en base a la biomasa que tienen propiedades químicas similares a la gasolina y diesel*”, dijo. Al contrario de las tentativas anteriores, los actuales esfuerzos tienden a ganar fuerza, dicen ejecutivos y analistas del sector.

BP, con sede en Londres, colocó 500 millones de dólares a lo largo de diez años para un laboratorio de bio-ciencias para la investigación de energía con la Universidad de California en Berkeley y sus socios, la Universidad de Illinois en Urbana-Champaign y el Lawrence Berkeley National Laboratory. BP también comenzó a construir una fábrica de demostración que refinará “*processed cereal feedstocks*” para hacer biobutanol, un primo menos corrosivo del etanol. La empresa dice que pequeños volúmenes comerciales de combustible deben estar disponibles hasta 2010, y espera llegar a producir en gran escala.

En verdad, la inversión de las grandes petroleras en combustibles alternativos aún es una “*tiny part*” (parte minúscula) de su presupuesto. En el caso de BP, es menos del 3% del gasto de capital anual, que fue de 17,2 mil millones de dólares en 2006. Pero Philip New, vicepresidente del grupo de administración de combustibles de BP, dice que las contribuciones son significativas comparadas con el presupuesto de las universidades que patrocinan, y las iniciativas representan “*significant amount of discretionary growth investment*” (un monto significativo del crecimiento discrecional de la inversión) para BP.

Hace aproximadamente 34 años, después que las importaciones de petróleo fueron acortadas por un embargo a Medio Oriente, tres empresas de energía -Chevron, Texaco Corp. y Ashland Inc.- comenzaron a producir etanol a base de maíz para añadir a la gasolina. Entonces los reguladores estadounidenses insistían en la gasolina sin plomo.

Algunos críticos temen que la creciente demanda de alcohol puede llevar a una escasez que llevaría a un alza no sólo de los combustibles, sino también de los alimentos, ya que la principal materia prima del etanol americano es el maíz. Ni el alcohol, ni el biodiesel pueden ser transportados a través de los oleoductos que llevan gasolina y diesel porque sueltan agua y otras substancias que pueden estropear los tubos. Etanol y biodiesel también resultan en menor kilometraje por litro que los combustibles tradicionales. Ingenieros de las grandes petroleras están trabajando para resolver esos problemas, dice Zalesky, de Chevron. Un combustible hecho de rastro para ganado, como sabugos de maíz, hierba y otros productos no usados para la alimentación humana, podría reducir la dependencia de los granos de maíz. Varias plantas, como el piñón-manso, la switchgrass y también las algas, podrían ser usadas. El combustible tendría mejor kilometraje y podría usar los oleoductos actuales.

ConocoPhillips, de Houston, Texas, se unió a Tyson Foods Inc para producir diesel renovables. Ese combustible tiene propiedades semejantes a las del diesel convencional, pero es derivado de restos de comida en vez de petróleo. Otra inversión, anunciada en septiembre, une a ConocoPhillips y la gigante de agro negocios Archer-Daniels-Midland Co para investigar y comercializar maneras de desarrollar combustibles renovables derivados de la biomasa o basura de haciendas.

Better Alternatives?
How the first-generation renewable fuels ethanol and biodiesel each compare with a possible second-generation successor

FUEL	COMPANY	WHAT IT IS	PROS	CONS
Ethanol	Marathon	Alcohol-derived fuel made from corn, sugar cane and other feedstocks	A high-octane fuel with low greenhouse emissions	Difficult to transport in pipelines, requires large crop volumes
Biobutanol	BP	Alcohol-derived fuel, similar to ethanol	Easier transport, less corrosion in pipelines than ethanol	Not yet produced at commercial volumes
Biodiesel	Chevron	A diesel-fuel equivalent derived from plant oils	Reduced emissions, increased lubricity in engines	Difficult to transport in pipelines, leaches water from tanks, not supported by all engine manufacturers
Renewable Diesel	ConocoPhillips	A diesel-fuel equivalent derived from animal fats and hydrocarbons	The fuel meets federal standards for ultralow-sulfur diesel, the addition of animal fat improves the fuel's ignition properties, can be transported by pipeline	Emissions seen as higher than those for biodiesel

Source: WSJ reporting

Royal Dutch Shell tiene dos joint ventures, uno en Alemania y otro en Canadá, para la producción de etanol de “*noncorn sources*” (otras fuentes que no el maíz). Marathon Oil, también de Houston, puso un pie en la producción de alcohol de maíz al invertir en una sociedad con el procesador de granos Andersons Inc. Pero la compañía dice que espera conseguir adaptar sus fábricas para desarrollar combustible de ratio para ganado, excepto maíz, cuando surgieran nuevas tecnologías. ExxonMobil no abrazó los biocombustibles tanto como sus concurrentes, y prefirió invertir en la investigación de vehículos de célula de hidrogeno y otras tecnologías. El presidente del consejo de Exxon Mobil, Rex Tillerson, surgió que “*viable biofuels are still far out on the horizon*” (Los biocombustibles factibles están lejos de hacerse realidad)

La inversión en etanol entra en una marcha lenta en el interior de Estados Unidos

Dos años atrás, el gobernador de Indiana, Mitch Daniels, vino a la pequeña ciudad agrícola de Reynolds, en el corazón de la región productora de maíz del Este del Estado americano, para bautizarla la Biotown de Estados Unidos. El objetivo: atraer empresas de biocombustibles y establecer un modelo para aprovisionar autos, casas y fábricas de la ciudad con energía barata y amigable para el medio ambiente²⁴.

“*Estamos creando la primera Biotown de Estados Unidos*”, declaró el gobernador delante de cerca de 300 personas en un descampado de la ciudad. Pero, como decenas de ciudades agrícolas de Estados Unidos que cuentan con biocombustibles para revitalizar sus economías, Reynolds está ahora aprendiendo una dura lección sobre las dificultades que los

²⁴ The Wall Street Journal, “*An Ethanol Glut Hits Home In BioTown, USA*”, (1/11)

combustibles alternativas enfrentan. Dos semanas atrás, VeraSun Energy Corp., paralizó la construcción de una fábrica de etanol que ya estaba levantada por la mitad cerca de Reynolds.

“Creo que eso dejó a todo el mundo un poco aprensivo”, dice Janice Farrel, gerente de un puesto de BP en Reynolds que tiene una rareza en Estados Unidos: bombas de alcohol. Recientemente, sus ingresos cayeron 1.000 dólares por semana. Un boom de alcohol combustible en base de maíz aumentó los precios de los productores de granos y la renta rural en Estados Unidos. La industria casi duplicó su capacidad de producir etanol desde enero de 2005. Pero ahora un exceso de oferta del combustible –y una fuerte caída en el precio- está poniendo frenos a la expansión.

Recientemente, fueron descartados los planes de construcción de fábricas en los Estados de Minnesota, Dakota del Sur e Iowa. Una fábrica más antigua en Dakota del Sur paró la producción de etanol, cesando a la mayoría de sus 34 empleados. Setenta y tres fábricas están en construcción en el país, según la Asociación de Combustibles Renovables, de Washington. Pero decenas de otros proyectos están teniendo dificultades para asegurar financiación, lo que deja en el limbo las esperanzas de más empleo en las ciudades vecinas. Siete de las 19 fábricas de alcohol de Nebraska fueron abiertas este año, y otras siete están programadas para comenzar a operar en el segundo trimestre de 2008. Pero los últimos meses fue iniciada la construcción de sólo una fábrica, dice Steve Forum, gerente de proyecto del Consejo de Etanol de Nebraska. Otras 43 están paradas en prácticas de planificación.

Alchem Ethanol,²⁵ de Grafton, Dakota del Sur, paralizó la producción la semana pasada en su fábrica de casi 25 años, localizada en un viejo almacén. La refinería, que producía cerca de 34 millones de litros de alcohol por año, no conseguía obtener beneficios a causa de los altos precios del maíz y de la caída de los precios del etanol, que desde julio cayeron 0,14 centavos de dólar por litro, a 0,41 centavos de dólar de acuerdo con el Servicio de Información del precio del petróleo. El gerente general Kevin Rausser dice esperar que la fábrica reabra en el segundo trimestre del año que viene, si las condiciones del mercado mejoran. Reynolds, que tiene una población de 521 personas, parece un lugar ideal para un experimento de biocombustibles. La ciudad está en la intersección de dos carreteras y dos líneas ferroviarias, cerca de los centros de investigación de la Universidad Purdue y de una abundancia de maíz y ganado²⁶.

El Estado colocó cerca de 500.000 dólares para iniciar el proyecto, ayudando a instalar bombas para el combustible E85 –compuesto con un 85% de alcohol y un 15% de gasolina- y convirtiendo coches a E85. General Motors Co. Apoyó con descuentos para los habitantes del lugar que compren autos movidos con ese combustible.

En el inicio de este año, Biotown estaba comenzando a tomar forma. Cerca de 160 de los coches y camiones de Reynolds rodaban con E-85. Una nueva fábrica para transformar heces de cerdo en electricidad estaba programada para comenzar a operar a mediados del año que viene. Otra para transformar estiércol en gasóleo estaba siendo planeada.

Connie Neininger, directora de Desarrollo Económico del Condado de White, dice que BioTown recibió cerca de 200 llamadas de empresas interesadas en instalarse en el área para aprovechar la energía barata que la emergente infraestructura de bioenergía de la ciudad produciría. Ahí el presidente de la VeraSun, Don Endres, anunció en abril que la empresa pretendía levantar una fábrica de etanol cerca. Cuando VeraSun anunció la suspensión de las obras en la fábrica, la incautación volvió a la ciudad.

²⁵ <http://www.alchemethanol.com>

²⁶ The New York Times, “*One Farm Town's Drive for Energy Independence*”, (4/6/2006)

A pesar de eso, muchos continúan optimistas: "*Usted quiere continuar luchando en el Oriente Medio por petróleo?*", indaga Tom Westfall, cuya familia tiene tierras en Reynolds hace 120 años. "*Tengo esperanza de que esta ciudad se desarrolle en torno a la BioTown.*"

Brasil: Del biodiesel de soja a un abanico de opciones

Los precios del petróleo van de récord en récord. El barril de 159 litros llegó a ser negociado en New York por 92,22 dólares, un 44% por encima de su cotización desde inicios de este año. Cada galope de esos, hace crecer la urgencia para que se garantice la oferta de combustibles alternativos. En Brasil, con el biodiesel, aunque falten sólo tres meses para el inicio de la mezcla obligatoria al diesel, las dudas sobre la viabilidad económica continúan fuertes. Por los relevamientos de la Agência Nacional do Petróleo (ANP) hay hoy en Brasil 42 plantas productivas, cuya capacidad de producción es de 1,8 mil millones de litros por año, más que suficientes para suplir los 840 millones de litros necesario para la adición del 2% determinada por ley para 2008²⁷.

Esa gran capacidad es fuente de presión para que el gobierno brasileño anticipe, de 2013 a 2010, la adición de biodiesel de por lo menos un 5% en la mezcla de carburante. Sin embargo, de los 890 millones de litros comprados con antelación en las subastas de ANP, solamente 260 millones de litros fueron entregados por los productores. Por detrás de la desaparición está el desvío de altas cantidades de maíz americano para la producción de etanol y el creciente consumo asiático de granos, responsable por los altos precios de la soja, materia prima del cual el programa brasileño es fuertemente dependiente.

En las primeras subastas de biodiesel realizadas por la ANP los precios quedaron en torno a los 1,90 reales por litro. Para las dos próximas subasta (noviembre y diciembre), los precios serán más altos. Si el diesel es vendido en las bombas a 1,85 reales en promedio, entonces la adición del 2% de biodiesel irá a encarecer el producto para el consumidor – como el ministro de Minas y Energía, Nelson Hubner, ya admitió. Por los cálculos de Isabel Dias, coordinadora de proyectos del Pólo Nacional de Biocombustíveis, el aumento de los precios en las bombas será de 1 centavo de real por litro. Pero puede ser más, dependiendo de los precios de la soja en los mercados.

Algunas personas del sector concuerdan que la soja necesita ser sustituida por otras materias primas. Pero eso choca en la forma equivocada con que el gobierno trata el programa. Mezclan razones económicas con programas sociales, porque descuida la necesidad de escala y racionalidad logística en los cultivos familiares de ricino y óleo de palmera. Son cultivos que se mostraron inviables para el objetivo propuesto. Para Univaldo Vedana, de la empresa BiodieselBr, esas oleaginosas deben ser intercambiadas por girasol, colza o nabo forrajero, que pueden ser plantados en áreas que quedan ociosas durante la cosecha de invierno.

²⁷ Estado de San Pablo, "*As incertezas do biodiesel*", (27/10)

La Fundación MS, de Campo Grande (MS), acaba de obtener junto al Registro Nacional de Cultivares el registro de una variedad de crambe, planta de la familia del nabo forrajero (que ya es utilizado para la producción de biodiesel)²⁸.

Carlos Pitol, investigador de la Fundación MS, observa que la planta fue introducida en Brasil en la década del 70 como una opción para la cobertura del suelo en el proceso de rotación de cultivos, pero no tuvo aceptación por los productores, que prefirieron el nabo forrajero debido a la facilidad de manejo. *“Con la onda de biodiesel, el crambe volvió a atraer el interés de los productores”*, afirma el investigador. La entidad realiza ahora investigaciones para evaluar la economía del cultivo. Por los datos obtenidos hasta el momento, el crambe tiene productividad que varía de mil a 1,5 mil kilos por hectárea. La planta posee un 38% del contenido de óleo, prácticamente el doble de la soja, y el costo de producción está entre 200 y 300 reales por hectárea. *“Mientras el óleo de soja es vendido entre 1,60 reales y 1,70 reales por litro, el óleo del crambe tiene un costo de 1,20 por litro. Es factible”*, dice Pitol.

De acuerdo con el investigador, la tarta del crambe puede ser utilizada para alimentar el ganado vacuno, sustituyendo en parte a otros granos, como la soja. *“Es una planta altamente tolerante a la sequía y tiene bajo costo de producción, porque demanda poco abono y pocos agroquímicos”*, dice Pitol. El cultivo es hecho normalmente entre abril y mayo y la cosecha es 90 días después. *“La cosecha puede ser mecanizada”*, afirma.

La Fundación MS invierte ahora en la multiplicación de las semillas para colocar la variedad en el mercado ya en la próxima cosecha. *“Tenemos la semilla, pero el interés inicial es multiplicar ese producto para tener mayor escala de oferta”*, observa el investigador. *“Cerramos asociaciones con algunos productores para la multiplicación de las semillas y la previsión es que las semillas de crambe comiencen a ser comercializadas en todo el país a partir de diciembre.”*

Por otra parte, la Associação Brasileira das Indústrias de Biodiesel (Abiodiesel) defendió el uso del piñón-manso, oleaginosa no usada en la alimentación, cuyo contenido de óleo es del 42% mientras el de la soja es del 18%. Pero ahí también hay dudas. El investigador de EMBRAPA Semi-Árido Marcos Drumond advierte que aún no se puede garantizar la viabilidad económica del *“pinhão-manso”*. *“El problema es que no existen estudios sobre el iñón-manso en Brasil. Hoy no sabemos siquiera cuáles son las variedades disponibles”*, sostiene Drumond. *“Sus características nutricionales son una incógnita, su sistema de cultivo todavía no es dominado y no hay registros de defensas contra plagas que atacan la especie. Son cuestiones que el gobierno tendrá que resolver rápidamente si realmente quisiera garantizar el éxito del programa”*.

Los estudios internacionales afirman que la planta puede producir 8 mil kilos por hectárea, pero estudios realizados por EMBRAPA apuntan una productividad media de 1,1 mil kilos por hectárea con irrigación. *“Hubo mucha presión del gobierno para que EMBRAPA avale el cultivo, pero lo que podemos decir hasta ahora es que la planta tiene potencial, pero falta saber cual es la mejor variedad y la mejor manera de cultivarlo”*, dijo Drumond.

La explosión del cultivo de soja transgénica a finales de los años 90 forzó al gobierno brasileño a legalizar su cultivo. Ahora acontece con el piñón-manso. Presionado por productores y usineiros, el gobierno va a alterar la legislación para que la producción comercial de semillas y mudas sea legalizada²⁹. La Ley n° 10.711/03 establece que solamente variedades de plantas inscritas en el Registro Nacional de Cultivares pueden ser producidas en escala comercial. En el caso de la soja, por ejemplo, hay más de 400 variedades inscritas. Como el piñón-manso no era utilizado para la producción comercial,

²⁸ Valor, *“Forrageira pode ser usada para biodiesel”*, (29/10)

²⁹ Valor, *“Sob pressão, governo legaliza plantio do pinhão-manso”*, (24/10)

no tenía el registro y, por eso, hace 45 días, una carga de 10 toneladas fue incautada en Mato Grosso.

Álvaro Nunes Viana, director de Fiscalização de Insumos Agrícolas, pondera que el artículo 47 de la Ley de Semillas permite la inscripción como especie. *“Hay limitaciones al cultivo. No tiene un sistema, la maduración no es uniforme y hay riesgo de diseminación de plagas y enfermedades.”*

El acuerdo político patrocinado por el ministro de Agricultura, Reinhold Stephanes, prevé un plan de seguimiento para garantizar criterios de cultivo. *“Tenemos que alertar sobre los riesgos de un fracaso”*, afirma Viana. De acuerdo con la Associação Brasileira dos Produtores de Pinhão-Manso (ABPPM), mientras el kilo de soja (que rinde 200 ml de óleo) es vendida a 0,67 reales de media, el kilo de semilla de piñón-manso cuesta 0,30 reales y genera en torno a 400 ml de óleo bruto. Conforme datos de EMBRAPA, el área plantada con piñón-manso en Brasil saltó de 500 hectáreas en 2006 a 20 mil este año. Y la previsión es aumentar a 50 mil hectáreas el próximo año, lo que exigiría una producción adicional de 300 toneladas de semillas.

Mientras, D1-BP Fuel Crops Limited, joint-venture creado en junio de este año por las empresas británicas BP y D1 Oils, dio el primer paso para la producción de piñón-manso en Brasil. La empresa cerró un acuerdo con productores del municipio de Jales (SP) para el cultivo de 10 mil hectáreas de la oleaginosa. Las semillas serán hechas localmente y el óleo bruto será exportado al Reino Unido para la producción de biodiesel para atender al mercado europeo, informó a Valor³⁰, Steve Douty, director ejecutivo de D1-BP. *“Estamos recogiendo otros socios en Brasil para expandir el cultivo de piñón-manso a 300 mil hectáreas, en el plazo de tres años”*, afirmó.

De acuerdo con el ejecutivo, la meta es hacer de Brasil uno de los principales proveedores de la materia prima para la producción de biodiesel. D1-BP fue creada para ser el brazo productor de biodiesel de las empresas y tiene como plan invertir globalmente 160 millones de libras (aproximadamente 266 millones de dólares) en el cultivo de 1 millón de hectáreas de piñón-manso en el plazo de cuatro años, lo que va a rendirle una oferta anual media de 2 millones de toneladas de óleo por año. D1 Oils ya posee producción propia de 172 mil hectáreas, cultivados en la India, Sudáfrica y el sudeste asiático y que fue incorporado al joint-venture como capital.

D1-BP ya inició proyectos en la India y en Brasil y estudia invertir también en el sudeste asiático, en países de África y otros de América Latina. *“En América del Sur nuestro primer trabajo será finalizado en Brasil”*, observó Douty. Según el ejecutivo, el cultivo de 10 mil hectáreas- que serán cultivados en la región Lençóis Paulista –debe ser alcanzado en 2010. *“Inicialmente estamos negociando otras asociaciones en San Pablo, pero también recogemos productores de otros estados, donde el cultivo del piñón-manso tenga un costo de producción favorable”*, dijo. Según ABPPM, el cultivo en el país ocupa 20 mil hectáreas, con producción comercial en Tocantins, Piauí, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais y São Paulo.

El piñón-manso fue elegido por la empresa debido a su alta resistencia a la sequía, fácil adaptabilidad en diferentes países y también por ser un cultivo que no es utilizado para consumo y, por lo tanto, no representa competencia directa que pueda reducir la oferta de alimentos en el mundo. *“Como el piñón puede ser cultivado en tierras de menor valor agrícola y exige poca irrigación, es una excelente materia prima para el biodiesel”*, afirmó Phil New, presidente de BP Biofuels.

En esa primera fase de los proyectos, las inversiones en el campo por D1-BP en Brasil deberán quedarse entre 15 millones y 18 millones de dólares. La estimativa es que las 10 mil hectáreas producen hasta 20 mil toneladas de óleo para la producción de biodiesel. Douty observó que la oferta doméstica de colza y otras oleaginosas en la Unión Europea es

³⁰ Valor, *“Británica investe em pinhão-manso em SP”*, (25/10)

insuficiente para atender a la demanda del bloque prevista para 2010, de 11 millones de toneladas de biodiesel por año. *“Además de eso, esas materias primas son muy caras par que sean producidas en Europa. De ahí el interés en transformar Brasil y otros países en la plataforma de exportación de las materias primas para la producción de biocombustibles”*, afirmó.

Embrapa identificó una variedad de mandioca ideal para la producción de etanol, pero que hoy no es producida en escala comercial. Nativa de la región amazónica, la variedad es conocida como mandioca dulce y tiene como diferencial el hecho de producir azúcar en vez de almidón³¹.

En Brasil, algunas empresas realizan tentativas con el etanol de mandioca. Entre 1978 y 1983, Petrobras produjo el combustible en una destilería en Maranhão, que hoy produce alcohol a partir del babaçu. Empresario pernambucanos también anunciaron este año inversiones en micro-destilerías con alcohol de mandioca en ese estado. De acuerdo con Manuel Cabral, coordinador general de EMBRAPA Recursos Energéticos y Biotecnología, las industrias adoptan un proceso químico para quebrar las moléculas de almidón de la mandioca y convertirlas en azúcar para, enseguida, hacer fermentación, que convierte el azúcar en alcohol. *“Ese proceso exige el uso de enzimas que son muy caras. La ventaja de la mandioca dulce es que ella dispensa en la primera etapa y, por eso, el costo industrial es menor”*.

La variedad, más redondeada y con apariencia similar a la patata-dulce, es investigada por Embrapa desde 1999. Este año, la estatal brasileña inicio las pruebas de campo en diferentes regiones del país para evaluar su adaptabilidad a las diferentes condiciones de clima y el suelo. *“En laboratorio, ya producimos el melaço, que es bastante semejante al melaço de la caña. Ahora vamos a producir etanol en laboratorio”*, dice. La expectativa, según él, es obtener los primeros resultados de las pruebas de campo ya el próximo año. *“Como es una variedad nativa y no-transgénica, la liberación para uso comercial será simple”*.

Etanol: Brasil deja de ser el país más competitivo en la producción de azúcar

Brasil perdió el puesto de país más competitivo en el mundo en la producción de azúcar. Los costos de producción de las fábricas del centro-sur del país están en torno de los 250 dólares por tonelada, según JOB Economía e Planejamento.³² *“Países como Guatemala y Australia andan con los mismos costos que Brasil”*, afirmó Júlio Maria Martins Borges, presidente de JOB.

El estudio hecho por Job lleva en consideración sólo los nuevos proyectos de fábricas de azúcar en construcción, cerca de 100 plantas en todo el país. Estos costos incluyen gastos en la producción y depreciación de los equipos. Los costos de producción para el azúcar SIF (es decir, colocado en el destino final), llegan a 300 dólares por tonelada en el caso del sudeste asiático y Rusia, principales importadores del azúcar brasileño. *“Con esos valores (SIF), Brasil compite con Tailandia, que actúa en esa misma región”*, dijo Martins Borges.

³¹ Valor, *“Mandioca doce é nova opção para etanol”*, (29/10)

³² Valor, *“Brasil deixa de ser o mais competitivo na produção de açúcar”*, (23/10)

El alza de los precios de los equipos para fábricas de azúcar y alcohol y la devaluación del dólar ante el real redujeron la competitividad de Brasil frente a otros importantes países productores. *“Las inversiones en fábricas quedaron más caras por cuenta de la creciente demanda de nuevos proyectos. Otro factor es la caída del dólar, que estaba en torno de 3 reales. Hoy está en una media de 1,85 reales”*. Con esta pérdida de competitividad, Brasil continuará como el principal foco de las inversiones, una vez que tenga tierras disponibles para expansión, sin afectar los otros cultivos agrícolas. *“Solamente Brasil tiene condiciones de crecer en caña sin competir con los alimentos”*, dijo.

El área plantada con caña en Brasil está en torno a 6,2 millones de hectárea y puede llegar a 14 millones de hectáreas en 2030, según las proyecciones del Ministerio de Minas y Energía. La producción de caña brasileña deber ser de 470 millones de toneladas en esta cosecha y debería alcanzar 1,14 mil millones de toneladas en 2030, según el ministerio. Datos actualizados de Datagro muestran que el precio ideal del azúcar para que las fábricas no pierdan rentabilidad debería quedar en 11,8 centavos de dólar por libra-peso. Las cotizaciones actuales en la bolsa de Nueva York están entre 9,5 centavos y 10 centavos de dólar por libra-peso.

Según Plínio Nastari, presidente de Datagro³³ –que promovió la 7ª Conferencia Internacional sobre Azúcar y Alcohol, en São Paulo – los costos actuales de producción del alcohol hidratado (usado como combustible) giran en torno a los 0,67 a 0,72 reales por litro. Los precios en el mercado actual están alrededor de 0,58 reales por litro. La expectativa del mercado es que los precios del alcohol combustible suban entre un 25% y un 30% en el periodo fuera de temporada 2007/08. La elevación de los precios debe comenzar a partir de la segunda quincena de noviembre, cuando la cosecha de la caña entra en su recta final y va hasta abril. Ese aumento de los precios, dice Nastari, podrá reducir el consumo de alcohol en el mercado interno. El consumo mensual a finales de la cosecha debe alcanzar 1,42 mil millones de litros, antes 1,1 mil millones en el mismo periodo del año anterior. Según Datagro, la producción de alcohol en esta cosecha, la 2007/08, deberá quedar en 20,4 mil millones de litros. El stock de pasada para la cosecha 2008/09, a partir de mayo, está estimado en 254 millones de litros.

“El escenario de precios para los mercados de azúcar y alcohol en el mercado internacional no es nada animador en el corto y mediano plazo. Pero, contrariando buena parte de del discurso de los analistas, las inversiones en nuevas fábricas en Brasil deberán continuar firmes”, dijo Jonathan Kingsman, presidente de la corretora inglesa Kingsman, una de las mayores de azúcar en el mundo³⁴.

Kingsman³⁵ cree que los grandes grupos, considerados principales *“players”* del mercado, deberán continuar las inversiones en nuevas unidades en el país, aprovechando que los precios de los commodities están más bajos. Cita el ejemplo, Cosan, Odebrecht y hasta Petrobras –como una gran empresa petrolera.–, además de los grupos extranjeros, entre ellas la americana ADM, como posibles inversoras, aún con el mercado con cotizaciones más bajas. Según Kingsman, grupos familiares de menor porte pueden reducir los aportes en este momento. *“Observamos un movimiento de consolidación en el sector los últimos años”*, dijo, refiriéndose a esas mismas empresas.

A pesar de las inversiones en fábricas nuevas, Kingsman alerta que Brasil tendrá como gran desafío mantener elevada la exportación de alcohol. Las exportaciones brasileñas de etanol para Estados Unidos no serán tan firmes los próximos años, una vez que los americanos están aumentando la producción local. Para ese país, prevé embarques de hasta 1,5 mil millones de litros en la cosecha 2007/2008 y reducción de los embarques para el próximo ciclo.

³³ http://www.datagro.com/r_home.php

³⁴ Valor, *“Cenário ainda é de baixa para os preços do açúcar e do álcool, afirma a Kingsman”*, (25/10)

³⁵ <http://www.kingsman.com>

Análisis sobre incremento en los costos de transporte de materias primas

El costo de transporte de materias primas a través de los océanos del mundo alcanzó el nivel más alto de todos los tiempos, haciendo subir los precios de los granos, mineral de hierro, carbón y otras materias primas. Los precios del flete arden frente a la incapacidad de la flota mundial de absorber un tráfico marítimo en plena explosión.

El coste medio del alquiler para el transporte de materia prima de Brasil a China casi se triplicó, pasando de 65.000 dólares por día hace un año a 180.000 dólares, sostiene The Wall Street Journal (en adelante WSJ)³⁶. En algunos casos, como en el de mineral de hierro, el costo de fletar un navío es mayor de lo que cuesta la propia carga. El mineral de hierro cuesta cerca de 60 dólares la tonelada, pero los transportistas están cobrando en torno a 88 dólares por tonelada para llevarlo de Brasil a Asia.

"Nunca estuvo peor: lo que costaba 60 dólares para transportar una tonelada de arroz el año pasado, sobrepasa los 115 dólares en la actualidad". Este *courtier* parisino de cereales no sabe a que santo encomendarse: *"mis dos principales abastecedores tailandeses de arroz no toman más pedidos hasta finales de diciembre!* Motivo, el debut de la penuria de arroz por lo que los franceses llaman *"goulot d'étranglement"*³⁷ (cuello de botella) establecido sobre el transporte marítimo³⁸.

La tendencia puede forzar a las industrias a pagar más caro por los *basic ingredients*. Para el consumidor final, el peligro reside en la posibilidad que los costos más altos sean pasados a los consumidores y que afecten el precio de todo tipo de mercancía, de los automóviles a las máquinas de lavar ropa y al pan de cada día.

Prácticamente todos los exportadores están en la misma condición. El índice Baltic Dry Index (BDI)³⁹, el indicador que integra los precios del flete en 24 rutas mundiales para el transporte a granel de materias secas (minerales y vegetales) atravesó hace quince días el cap histórico de 10.500 puntos. Y está a punto de tocar el umbral de los 11.000 puntos, es decir un salto del 150% desde principios de año.

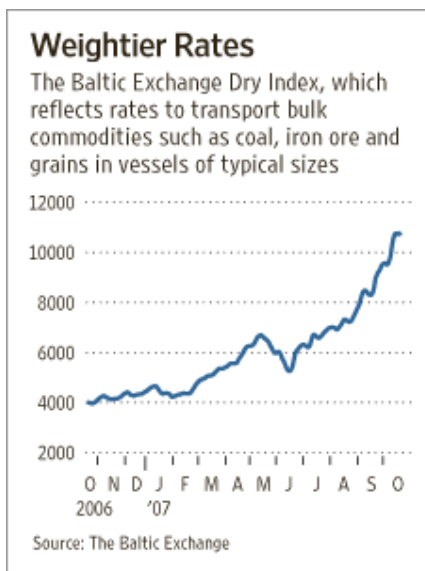
³⁶ The Wall Street Journal, *"Ship Shortage Pushes Up Prices Of Raw Materials"*, (22/10)

³⁷ L'expression fait référence à « goulet », terme de marine qui désigne un passage étroit à l'entrée d'une rade. Elle est souvent transformée en « goulot d'étranglement » par référence au goulot resserré d'une bouteille.

³⁸ Le Figaro, *"La flotte mondiale débordée par la demande"*, (25/10)

³⁹ The **Baltic Dry Index** is an index covering dry bulk shipping rates and managed by the Baltic Exchange in London. According to Baltic Exchange, the index provides: *an assessment of the price of moving the major raw materials by sea*. Taking in 40 shipping routes measured on a timecharter and voyage basis, the index covers supramax, panamax and capesize dry bulk carriers carrying a range of commodities including coal, iron ore and grain.

Las empresas de carga, los agentes marítimos y los traders de commodities se preparan para fletes aún más altos durante el año que viene y posiblemente 2009, cuando los nuevos “*bulke freighters*” (cargueros en masa) entrarán en servicio para aliviar la escasez.



La insuficiencia de oferta de transporte se complica con una congestión de los puertos. En particular, los de Australia, que es el primer productor mundial de carbón. Las infraestructuras ferroviarias y portuarias del país están desbordadas. En Newcastle, el primer puerto mundial para el carbón "37 buques de carga esperan para cargar 3,4 millones de toneladas de carbón", previno en los últimos días el sitio Web del puerto. Una fila de mineraleros (buques de carga) se estira a la entrada de los estanques, inmovilizando barcos y tripulaciones durante más de quince días antes de cargar. El record ocurrió en abril con más de 70 embarcaciones esperando durante un mes!

La flota mundial va atrasada detrás del insaciable apetito chino, que aspira a tener los recursos naturales para abastecer de combustible a su "breakneck industrialisation" (atropellada industrialización), -como lo denomina el diario británico The Daily Telegraph⁴⁰. Además de India y otros países en desarrollo, que viven un crecimiento explosivo. La voraz industria manufacturera de China, que solía comprar una parte importante de su mineral de hierro en Australia por ser relativamente cerca, llevó a recoger materia prima más lejos, ahora, un porcentaje cada vez mayor proviene de Brasil. "Se llama el 'ton-mile effect,'" ('efecto de tonelada por milla)'), dice Christopher G. Combe, un analista de Jefferies International Ltd. "Básicamente, una parte importante de la demanda asiática se satisface hoy con las minas de América del Sur."

La situación también causa atasco como en los puertos australianos. En los puertos brasileños, los navíos pueden esperar hasta dos semanas por vez para recibir la carga,

⁴⁰ The Daily Telegraph, "China drives shipping costs to record high" (12/10)

anclados en el océano de modo parecido a los aviones que se quedan en la pista a la espera de una pista para despegar.

Mientras que hace algunos años el *"imperio del medio"* compraba 5 millones de toneladas de mineral de hierro, son importados en la actualidad cerca de 80 millones. Sobrepassado por esta demanda china, el primer grupo minero mundial, el australiano BHP Billiton, acaba de fijar las cifras de una producción record más de 7% por año para la producción de mineral de hierro y más del 23% para el cobre, sostiene diario francés Le Figaro.

Las productoras de mineral de hierro han tratado de adelantarse a los precios de transporte al forzar a los fabricantes de acero a pagar más por su materia prima. Roger Agnelli, presidente ejecutivo de la brasileña Companhia Vale do Rio Doce, el mayor productor de mineral de hierro del mundo, afirma que las altas tarifas para el transporte de carga son *"a market distortion"* (una distorsión del mercado), pero que no espera que ello cambie.

En vez de depender sólo de las empresas de transporte marítimo y pagar el flete más caro, algunos productores de commodities comenzaron a comprar o fletar sus propios navíos. La siderúrgica Coros Group, subsidiaria de la india Tata Steel, pagó 135 millones de dólares por un contrato de flete, o utilización de un navío con siete años de uso. Otras empresas dicen que pueden desactivar operaciones si no consiguieran un navío o que justifiquen el flete mayor cuando llega la hora de renovar los contratos.

Al aumento de las cantidades transportadas se añade el alargamiento de los trayectos. Después de la destrucción de la cosecha de trigo en Australia víctima de una sequedad catastrófica, Bangladesh compró trigo americano por primera vez desde 1999. De donde aumentó el número de millas recorridas por tonelada transportada: más del 6% este año contra un aumento regular del 2,5% en promedio por año. Para paliar la insuficiencia de la oferta de buques de carga tradicionales, los exportadores de materias primas volvieron a los *"container ship"* (porta contenedores). El costo del flete es más elevado por cierto, pero por lo menos el vehículo es limpio y los embarcos son regulares. Las compañías marítimas prefieren dar prioridad a las cargas ligeras y de fuerte valor agregado como las pantallas planas, más que las materias primas ponderosas, sostiene un especialista. De golpe aplican fuertes aumentos de precio en función del peso. Clifford Winston, un economista del centro de estudios Brookings Institution, asegura que los precios de los commodities aumentarán según su peso. Los metales, la producción minera y los granos son más voluminosos y tienen que ser transportados por la vía marítima. Esto significa que las comisiones de transporte representan una mayor porción del costo del producto final.

Pero sobre todo, *"las empresas de Singapur, que reinan en el comercio asiático les reservan sus contenedores a sus clientes chinos"*, sostiene un broker. Los productores de arroz tailandés corren peligro de esperar que las empresas marítimas aumenten sus inversiones. Lo que por otra parte hacen. El resultado, es que el líder mundial de la construcción naval, la coreana Hyundai Heavy Industries, vio su cartera de pedidos triplicarse desde principios de año. Tiene pedidos para los próximos cuatro años...

"Todos los armadores están ganando una fortuna porque el mercado nunca vio los precios actuales", dijo a WSJ, John P. Dragnis, director comercial de Goldenport Inc. de Atenas, una de las mayores empresas del mundo de transporte marítimo de commodities.

Rio Tinto acaba de recibir un barco nuevo y espera la pronta entrega de cuatro más con el fin de transportar bauxita, una materia prima que es clave en la producción de aluminio. El momento ha sido oportuno, ya que Rio Tinto encargó los barcos en 2004, antes de que los costos se dispararan. Christian Wust, el presidente ejecutivo de Vimetco, un productor holandés de aluminio que tiene fundidoras en China y Rumania, dice que los mayores costos de transporte marítimo le impedirán a la compañía reabrir una de sus refineras en Rumania. Vimetco se aseguró contratos con las navieras que son mucho más

baratos que los precios actuales. Pero una vez que éstos expiren, la empresa se enfrentará a los precios más altos, poniendo en duda la continuidad de sus operaciones.

Según Simpson, Spence and Young, la agencia de navegación que también compila estadísticas sobre el sector, los puertos del mundo batieron récords de tonelaje en los primeros ocho meses del año, lo que muestra un fuerte movimiento de la exportación e importación. Los puertos brasileños exportaron 167,1 millones de toneladas en los primeros ocho meses del año, casi 10 millones de más que en el mismo periodo en 2006. Mientras, los astilleros en Japón, Corea del Sur y China están ocupados con pedidos para nuevos *bulk ships*. Cerca de 200 navíos de ese tipo circulan los mares actualmente. Algunos analistas calculan que el número de *bulk ships* debe duplicarse en el inicio de la próxima década.

“Los exportadores no están calmados por eso. Pues las empresas navales se interesan cada vez menos por los buques de carga tradicionales y prefieren construir buques a fuerte valor agregado como los metaneros”, indica un profesional de sector. En la página <http://www.coltoncompany.com/shipbldg/worldsbldg/gas/Ingorderbook.htm> se puede ver un ejemplo de este fenómeno. Mientras tanto, el precio del flete pues está dispuesto a no bajar.

Francia impulsa “plan Marschall” ecológico ¿es realista?

Al final de Grenelle de l'environnement, el presidente de Francia Nicolás Sarkozy prometió un "*plan Marschall*" ecológico. Todas las decisiones públicas serán arbitradas en lo sucesivo integrando su costo para el clima, su costo en carbono y su impacto a la biodiversidad⁴¹. Es decir, energía nuclear. *“Sería ilusorio asumir el reto climático sin la energía nuclear, a menos de renunciar al crecimiento”,* aseguró. Aunque, Sarkozy hizo una sola concesión, dijo no querer crear nuevos emplazamientos nucleares, lo que significa que las eventuales futuras EPR serán obligatoriamente construidas sobre las antiguas centrales. En cambio, prometió un programa nacional para las energías renovables tan ambicioso como lo fue el programa nuclear en 1974. El diario británico The Guardian sostiene que la energía nuclear es en Francia, *"the Ghost in the wardrobe"* (el fantasma en el guardarropas)⁴².

⁴¹ Les Echos, *“Nicolas Sarkozy promet de mettre l'écologie au centre de toutes les politiques publiques”*, (26/10)

⁴² The Guardian, *“Sarkozy puts France on green track”*, (26/10)

Sin embargo, la medida más esperada, la tasa sobre los combustibles fósiles, que según la mayoría de los expertos marcaría un cambio radical en la gestión de los problemas del calentamiento global, quedó en suspenso. La patronal se oponía y el presidente no la rechazó, pero tampoco la introdujo. Sarkozy considera que no debe haber un incremento general de la fiscalidad; un impuesto que grave el consumo de energía debería ser compensado por una reducción de las cargas sobre el trabajo. *“Un producto limpio debe ser más barato que uno contaminante”*, dijo.

Ante la construcción, Sarkozy propone una *“ruptura tecnológica”* con programas masivos para el ahorro de energía y apoyos fiscales para ello. Habrá también nuevas normas, más estrictas, para fomentar la *“construcción ecológica”*. El presidente francés anunció un plan nacional del medio ambiente con mil millones de euros para investigación. En las escuelas públicas habrá una *“organic school dinners”* (comida biológica) semanal y en los hospitales se favorecerá también su introducción. Se invita por último a las administraciones públicas a un *“comportamiento modélico”* en materia de ahorro de energía. Bastante de las iniciativas tienen una dimensión europea de gran calado, comenzando con el proyecto de un impuesto europeo contra las importaciones de países que no respeten el protocolo de Kyoto.

El impuesto en cuestión quiere responder al *“dumping medioambiental”* que, según Sarkozy, practican aquellas empresas de países extracomunitarios exentos de cualquier tipo de exigencia para la reducción de emisiones de CO₂. *“Nosotros hemos impuesto normas medioambientales a nuestros productores, no es normal que nuestros competidores puedan estar totalmente exentos de ellas. Es desleal”*, dijo Sarkozy.

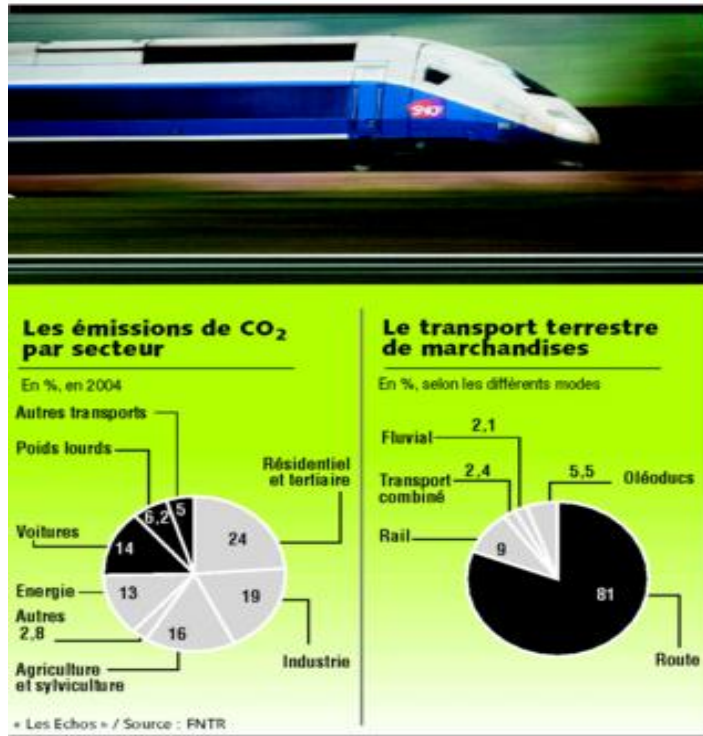
Los objetivos asignados al gobierno del premier François Fillon son vastos. En edificación, fija el objetivo de renovación de 400.000 viviendas al año. *“En las edificaciones nuevas, vamos a pasar de 50 kWh/m² contra los actuales 260 kWh/m²”*, sostuvo Jean-Louis Borloo, ministro de ecología⁴³. Pierre Coppey, director general adjunto de Vinci, afirma que esta decisión representa un mercado *“enorme”* para el conjunto del sector, que deberá construir infraestructuras de transporte, de producción de energía, deberá ser capaz de desarrollar el conjunto del sector de edificación. Más circunspecto, un importante promotor recuerda que una vivienda con energía positiva representa un costo suplementario del 8 al 10% del precio de venta actual, lo que será fácil de absorber para las empresas para sus inmuebles de oficinas, pero netamente más difícil para los particulares.

En los transportes, deberá concentrar las inversiones en el transporte urbano, las autopistas marítimas y las vías de ferrocarril a gran velocidad, con 2.000 nuevos kilómetros de TGV previstos de aquí al 2020, así como la suma mencionada para investigación de energías. ¿Quién va a pagar todo esto?

“Por faltas de cuentas claras en los gastos públicos o en las infraestructuras, el Estado no tiene margen de maniobra para financiar los planes masivos de inversión anunciados”, dijo el diario económico francés Les Echos⁴⁴. Esta política marca una ruptura con el descenso regular de los gastos de inversión en el presupuesto del Estado -no es más que del 5% en la actualidad- en provecho de gastos forzados como las cargas de deuda y las pensiones de los funcionarios. *“El gobierno de Nicolás Sarkozy puede financiar su revolución verde sólo al precio de fuertes cortes en un presupuesto hoy privado de todo “marge de manoeuvre” (margen de maniobra), o en las infraestructuras que deberá considerar, en lo sucesivo, como “secundarias”*, sostuvo el diario francés.

⁴³ Les Echos, *“Le bâtiment et les transports, premiers gagnants du Grenelle”*, (25/10)

⁴⁴ Les Echos, *“Une « révolution verte » sous très forte contrainte financière”*, (26/10)



Cifras y Notas del Sector:

E.ON pide a Gazprom operar sin intermediarios en mercados extranjeros (Kommersant, 31/10)

El consorcio alemán E.ON, principal accionista minoritario de Gazprom, propone modificar los procedimientos de operación del monopolio gasístico ruso en los mercados externos. Se trata de deshacerse de los intermediarios de entre las compañías subsidiarias de Gazprom como la suiza Rusukrenergó, la alemana Gazprom Germania y la británica Gazprom Marketing & Trading. No obstante, los expertos creen que E.ON plantea este tema con el único propósito de reforzar sus posiciones en las conversaciones sobre la explotación del yacimiento Yuzhno-Russkoe. *"No se trata de la liquidación jurídica de las*

estructuras subsidiarias en los mercados extranjeros, pero el proveedor de gas debe ser único", explican especialistas que conocen las iniciativas adelantadas por el accionista alemán de Gazprom.

En el momento actual suministran gas a Hungría Gazpromexport y Rosukrenergo en la que la participación de Gazprom es del 50%. Gazprom Germania y Gazprom Marketing & Trading (controladas al 100 por cien por el monopolio ruso) pretenden consolidar sus posiciones en Europa Occidental. De momento, se ofertan cantidades pequeñas de gas, pero en el contexto de la liberalización del mercado gasístico europeo, una parte de los consumidores podría apostar por nuevos proveedores que ofrezcan precios más atractivos.

En entrevista a la telecadena alemana ARD el presidente del consejo de directores de Gazprom, Dmitri Medvedev, ya había planteado la necesidad de excluir a los intermediarios de los negocios de venta de gas en el extranjero. En honor a la verdad, se refería principalmente a Ucrania, país al que suministra gas la compañía Rosukrenergo. Uno de los empresarios que opera en el mercado gasístico de la CEI confirmó que dentro de poco *"se decidirá si va a trabajar o no Rosukrenergo en Europa del Este y en Ucrania"*.

Al mismo tiempo, sería difícil liquidar a los intermediarios por tener éstos los contratos a largo plazo firmados. Por eso los expertos del sector consideran de improbable que Gazprom apoye la iniciativa de E.On. Y el consorcio alemán no podría conseguir por cuenta propia que su iniciativa prospere por contar sólo del 6,43% de las acciones del monopolio ruso y de un puesto en el consejo de directores.

AIE comprará participaciones PSEG en Chile (El Mercurio, 1/11)

Pese a los altos costos de generación derivados de la crisis del gas, que han golpeado los resultados financieros de las compañías, y a los problemas ante la estrechez energética de Chile, el dinamismo que han mostrado las firmas eléctricas, en lo referente a compras de participaciones, ha sido considerable. *"Estos negocios son a largo plazo. Hay que pensar que a 2010 hay contratos a largo plazo con las distribuidoras a precios competitivos y retornos atractivos, lo que da una estabilidad en los flujos financieros"*, afirma Carlos Lagos, analista de BCI corredores de bolsa, quien destaca que el sector distribución se ha encargado de invertir en eficiencia logrando mejoras para sus márgenes de utilidades.

Para Sergio Zapata, de Banchile, el atractivo que hay tras las inversiones en el sector eléctrico radica en que a largo plazo estas empresas corregirán sus costos, mejorando ostensiblemente sus resultados. En lo que va del año, las ventas de participaciones en empresas eléctricas ya superaron los 1.500 millones de dólares.

Tras sus fallidos intentos por ingresar al 50% de la generadora Gas Atacama – porcentaje que terminó en manos del fondo de inversiones Southern Cross- y de haber perdido la carrera por la distribuidora Emel –ganada finalmente por el grupo CGE-, AEI – ex Ashmore Energy International- logró su entrada al sector eléctrico chileno quedándose con el 50% de las acciones de Chilquinta, que pertenecía a la también estadounidense Public Service Enterprise Group (PSEG).

AEI debió desembolsar 685 millones de dólares, cifra que también contempla la adquisición del 37% de la distribuidora peruana Luz del Sur, que es la primera empresa de distribución eléctrica y posee más de 800 mil clientes. Según estimaciones del mercado del total de la oferta, Chilquinta representaría cerca de 450 millones de dólares. Otra de las

inquietudes en torno a la venta de Chilquinta era si PSEG iba a incorporar en el negocio el 100% que posee de Saesa, distribuidora que opera en el sur y que tiene más de 500 mil clientes. La propia AEI descartó, por el momento, un acuerdo.

La distribuidora eléctrica Chilquinta opera en la V región y posee una cartera de clientes superior a los 540 mil clientes. Con la compra de la eléctrica, AEI cumplió su anhelo de ingresar al sector eléctrico chileno, en lo que algunos observadores del proceso describieron como una "*rápida*" negociación. Pero la celeridad del acuerdo no quiere decir que los precios a pagar sean bajos por la participación en la eléctrica.

El alto valor de Chilquinta, para distintos protagonistas del sector, es el reflejo de los valores que se están pagando en Chile. Los 660 millones de dólares cancelados por el grupo vinculado a las familias Del Real y Marín, para quedarse con la distribuidora Emel - que controlaba PPL-, habrían sido claves a la hora de negociar Chilquinta. "*Sin duda que PSEG se sentó a conversar con AEI tomando como base los precios que CGE pagó por Emel*", afirma una fuente de la industria. Situación que sin duda podría repetirse en futuras negociaciones.

En lo que va del año, las ventas de firmas eléctricas o participaciones en ellas ya superan los US\$ 1.500 millones, cifra que podría crecer si, tal como señalan distintas fuentes del sector, PSEG vende antes del 31 de diciembre la distribuidora Saesa. Chilquinta posee 540 mil clientes en la V Región y Luz del Sur sobre 800 mil. Sin embargo, por la firma chilena se habría pagado el doble que por la peruana

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