EnerDossier

Informe Sobre El Mercado Mundial de Energía. Por Hernán F. Pacheco

Índice:

Análisis: Gazprom y el desarrollo de un mercado mundial del gas.....1
Enfoque: "Middle East Sour Crude" marca los cambios coyunturales de la industria petrolera.3
Análisis: ¿El uranio llegará este años a 125 dólares la libra?.....6
Geopolítica I: IHS sostiene que Irak tiene capacidad para duplicar su producción diaria..... ...8
Geopolítica II: Pakistán ¿nueva ruta estratégica de los energéticos?.....10
Intentan dividir Pemex para crear Gasmex dentro del proyecto NACC.....11
Estrategia: Áreas agrícolas del mundo para biocombustibles.....13
¿Se desinfla la emoción por el etanol?.....15
Perú: El énfasis en el biodiesel de grasa animal……...…17
Cifras y Notas del Sector.....18

Análisis: Gazprom y el desarrollo de un mercado mundial del gas

Los analistas de PricewaterhouseCoopers (PwC) pronosticaron que en 2010, un tercio del gas natural negociado en el mundo será licuado. Mientras tanto, Gazprom, con ambiciones de ser el productor de energía global, sufre una inquietante escasez de producción de gas natural licuado (GNL) y facilities para exportación.

En la empresa existe el sentimiento de que esta escasez daña cada vez más sus perspectivas, y la dirección hizo últimamente importantes esfuerzos para desarrollar su propia producción e infraestructura para exportación de GNL. Gazprom hace preparativos para ganar una parte importante del mercado para dominarlo luego en 2030.

Los proyectos de GNL están siendo emprendidos en respuesta a los cambios del mercado de gas, como demostró el reciente Gas Exporting Countries' Forum en Doha, el 9 y 10 de abril.

El creciente deseo de los productores de gas de unirse está basado en la ausencia de un mercado de gas como plataforma de movimientos conjuntos, entre los que se destaca como ejemplo, la coordinación de precios. En realidad, actualmente no hay un mercado de gas global; está dividido en segmentos regionales que incluyen Norteamérica, Europa, Asia y Sudamérica. La mayor parte de las entregas son por tuberías, y los precios se fijan según contratos de largo plazo, más que un trading diario.

Incluso en el caso de las exportaciones de GNL, licuefacción y terminales de regasificación son tan costosas de construir que los flujos de exportación no pueden ser redireccionado "on short notice", incitando al empleo de contratos de largo plazo. Por otra parte, los países que exportan el gas pidieron profundos cambios estructurales de los mercados, levantando la proporción de gas líquido en el comercio mundial de gas al menos 10-15%.

El aumento de la participación del GNL en el comercio de gas establecería en efecto un mercado mundial. Y esa participación aumenta rápidamente. Las ventas mundiales de GNL en 2005 sumaron 188.8 mil millones de metros cúbicos, que representan el 26,2% de las ventas mundiales de gas (el número era del 3% en 1970).

El informe desarrollado por PwC a principios de este año en el que trata las perspectivas del mercado mundial de gas natural dice que el avance de las operaciones de GNL causará cambios de gran alcance en los próximos tres años. En 2010, por consiguiente, el gas líquido satisfará un tercio de todas las provisiones. Para 2020, la cantidad de gas exportado por tubería disminuirá un 38% de todo el comercio. Se espera que Estados Unidos y el Sudeste asiático, sobre todo China y Corea del Sur, consuman la mayor parte del GNL. Ya, el consumo total de gas en Estados Unidos es de más del 25%. Hasta 85% (45 mil millones de metros cúbicos) del consumo de gas de Japón es en forma de importaciones de GNL.

De acuerdo con las previsiones de la Agencia Internacional de Energía, las importaciones de GNL a Europa en 2030 se elevarán el consumo un séxtuplo, y el total de gas en Europa aumentará 80%. La participación del GNL de gas vendido en Europa crecerá del presente 8,6% al 27%.

Los intereses son altos en este juego. Según la IEA, la industria del gas -tanto de empresas de inversionistas y sus socios que controlan los recursos- invertirá más de 135 mil millones de dólares en terminales de GNL y tankers. Estos procesos globales hacen que Gazprom aumente sus esfuerzos de GNL. Sin su propia producción aún, Gazprom comenzó a entregar el GNL mediante swap deals en Estados Unidos, Gran Bretaña, Corea del Sur, y Japón.

Rusia producirá su propio GNL a principios de 2008, como parte del proyecto Sakhalin II. La planta consistirá en dos cadenas de producción con una capacidad de 4,8 millones de toneladas cada una de GNL al año, dos tanques de almacenaje de 100.000 metros cúbicos cada uno y una LNG shipping terminal.

Un portavoz de Shell (uno de los participantes del proyecto) dijo que la capacidad podría duplicarse. Considerando que las firmas japonesas firmaron contratos para el 92% del futuro volumen, la expansión es inevitable. Según expertos, el proyecto Sakhalin II permitirá a Rusia hacerse el principal exportador de gas en la región Asia-Pacífico y Estados Unidos.

Rusia así diversifica sus rutas de gas, ingresando en mercados de gas antes cerrados por motivos geográficos: la costa atlántica estadounidense y los países Asia-Pacífico. Los expertos creen que Sakhalin II hará de Rusia el principal exportador de gas de esos mercados. Otra planta de GNL es planificada en el occidente de Rusia. Gazprom eligió a cuatro empresas como posibles compañeros para la planta LNG Baltic. En julio, piensa elegir uno o dos.

Gazprom y Sovkomflot, la compañía naviera, establece la empresa Baltic LNG en 2005 (el primero posee el 80%, y el 20% pertenece a la segunda). Construirán una planta de licuefacción en Primorsk, con una producción anual de aproximadamente 5 millones de toneladas. La construcción costará 3,7 mil millones de dólares, y esperan que entre en operación en 2011-2012.

Todos estos esfuerzos convierten a Rusia en un global gas power. Moscú sigue jugando el tug-of-war (tira y afloje) para desarrollar su posición en un mercado mundial de gas que rápidamente toma forma. Este es un proceso difícil y costoso, pero Rusia tiene cada factor, desde el mineral a la geografía- en su disposición para moldear el mercado al igual que sus propios intereses.

Gazprom inicia el desarrollo de reservas de gas natural

Gazprom abrió su primer desarrollo de gas natural en más de cinco años para compensar el declive de producción de sus campos más grandes (The Moscow Times, 20/4). Gazprom y su socio NGK Itera comenzó la producción comercial en el campo de beregovoye en el Círculo Polar Ártico en Siberia occidental, en un depósito que contiene más de 300 mil millones de metros cúbicos de gas, el equivalente a dos años las exportaciones de gas ruso a Europa.

Los tres campos más grandes de Gazprom están todos en declive, forzando al mayor productor de combustible mundial a confiar en las adquisiciones para acortar el intervalo. "*La estrategia de Gazprom es de consolidar tantos activos de gas valiosos en Rusia como sea posible*", dijo Caius Roa Rapanu, analista de energía de UralSib. "*Una vez que se logra esto, varias estrategias de producción pueden ponerse en práctica*".

Gazprombank, la unidad bancaria de Gazprom, tomó el control del campo de Beregoveye el año pasado. El plan original de Itera era comenzar la extracción en 2003 frustrada por Gazprom, que lo privó de acceso a su red de tuberías, citando alguna de la coacciones. El servicio Antimonopolio Federal demanda a Gazprombank comprar la participación en Sibneftegaz antes de solicitar el permiso de los reguladores, reportó Intefax el mes pasado.

Enfoque: "Middle East Sour Crude" marca los cambios coyunturales de la industria petrolera

Un nuevo contrato de petróleo crudo, "Middle East Sour Crude", o crudo pesado de Medio oriente, será comercializado en el Intercontinental Exchange (ICE) de Londres a partir del próximo 21 de mayo. Pero, si se busca la información en los sitios anglosajones, la apuesta podría ser mucho más importante y la competencia haría furor.

El londinense The Times (20/4) no se anda con rodeos, considerando que Londres empieza la carrera con Dubai en los mercados de crudo. El DME (Dubai Mercantil Exchange) es un joint venture entre NYMEX, Omán y Dubai, cuyo lanzamiento está previsto para el 1 de mayo será en efecto el primer mercado a término de energía de Medio Oriente.

La inclusión de un nuevo contrato de crudo paralelamente a los dos contratos existentes -el del mar del Norte en Londres y el "light sweet crude" en Nueva York-constituye una primicia mundial, subraya el ICE.

"*Creamos este contrato con el fin de responder a las demandas de los consumidores, que reclaman un mejor instrumento de gestión de riesgos en el mercado mundial de crudo*", indicó David Peniket, presidente y director de operaciones de ICE. "*Pensamos que (este contrato) será útil para los productores, los refinadores y los inversionistas en Asia y en Medio Oriente y completará nuestros contratos Brent y WTI que son muy líquidos*", dijo.

Los contratos de "Middle East Sour Crude" podrán ser intercambiados en un periodo inicial de tres meses. Cada contrato comprenderá una cantidad de 1.000 barriles y serán contabilizados en dólares. Medio Oriente es, con un 60% de las reservas mundiales probadas, una de las principales regiones productoras de crudo del mundo, y exporta cerca del 70% de sus exportaciones a compradores asiáticos.

Fuentes de la industria dijeron a Reuters UK (21/4) que tomará más tiempo del esperado para que DME consiga la aprobación regulatoria de las autoridades de Dubai.

El crudo pesado, una calidad rica en azufre, al contrario de los crudos más ligeros como el light sweet crude es difícil de transformar en productos petroleros pero disponible en abundancia. Los petróleos más ligeros son los más ansiados por los refinadores, porque directamente tienen gran valor sus derivados (diesel, esencia y nafta). A la inversa, los petróleos pesados dan más productos, como los asfaltos y el fuel residual, que se venden a bajo precio, o convierten en más ligeros, particularmente mediante el craqueo (añadiendo hidrogeno). El contenido de azufre varía considerablemente de un yacimiento a otro y entonces también la mezcla comercial del 0,03% a un 5%. El azufre es un contaminante que los refinadores deben retirar (por lo menos en países que tiene leyes contra la lluvia ácida), disminuye pues el valor del crudo.

Los petróleos crudos son clasificados según la escala de densidad API (American Petroleum Institute) que comprende crudos denominados convencionales por su tipo de producción, de 20° a 50° API (el más ligero) y no convencional, de 0° a 20° API, estos últimos se dividen entre pesados, de 10° a 20° y extrapesados, de 10° API o menos. Esencialmente se reagrupan bajo esta rúbrica los aceites extrapesados, los bituminosos y las arenas asfálticas, con todos los términos de transacción que pueden encontrarse entre estas dos familias.

Estos productos pesados se caracterizan particularmente por una viscosidad muy elevada y una movilidad débil. No pueden ser producidos en las condiciones acostumbradas de producción y presentan problemas importantes de producción. Son, hasta la actualidad poco explotados. Pero Londres podría reaccionar bien frente a Dubai...en efecto, la competencia se intensificó en Medio Oriente, donde Dubai Holding y el NYMEX anunciaron la formación de Dubai Mercantil Exchange (DME), una coempresa y la misión es poner en ejecución su primer

contrato a término de energía en Medio Oriente, la primera región del globo en producción y exportación del oro negro.

Importantes cambios en el mercado petrolero

El Financial Times pone de relieve la situación del crudo en su artículo "*US factors mean WTI is only a crude global benchmark*" (18/4). Para medir los mercados de petróleo, tradicionalmente se recurre al West Texas Intermediate como referencia de plaza. Pero desde que creció a un nivel récord la brecha de valores entre el WTI y el Brent, el equivalente europeo, algunos analistas se preguntan cuál es la importancia global que tienen los movimientos de precio del crudo norteamericano.

"*Los precios spot del crudo WTI ya no reflejan la dinámica del mercado internacional*", señaló Edward Morse, economista en jefe de energía de Lehman Brothers. "*En cambio, representan los fundamentos locales del petróleo crudo en la mitad del país norteamericano*".

Kevin Norrish, analista de commodities en Barclays Capital, agregó: "*Podría decirse que hay un cambio en la forma que el mercado mira el WTI y que los Hedge Funds y Commodity Index Funds podrían reducir más su exposición al WTI porque no refleja verdaderamente sus opiniones sobre los precios del petróleo*".

El WTI siempre fue el "*popular global benchmark*" porque Estados Unidos es el mayor consumidor de petróleo y representa cerca de una cuarta parte de la demanda mundial. Se suponía que los precios norteamericanos reflejaban los precios mundiales. El Brent, también, puede reclamar que tiene importancia mundial porque los exportadores de Medio Oriente lo usan como referencia cuando fijan sus precios de exportación para el crudo.

Tradicionalmente, el WTI tenía un precio levemente superior al Brent. Esa diferencia de precio en general refleja el costo de transporte de Europa a Estados Unidos.

Los analistas sostienen que el WTI se está comportando más como "gauge of supply and demand conditions" (una medida de las condiciones de oferta y demanda) en la región ubicada en el medio oeste de Estados Unidos. Eso se debe a que el contrato WTI se puede entregar físicamente en la pequeña ciudad de Oklahoma llamada Cushing, que es un importante centro de oleoductos y almacenamiento de petróleo.

"*Ha habido algunas interrupciones en el Medio Oeste, particularmente en la planta McKee de Valero, que han reducido la demanda de crudo WTI*," explicó Rick Mueller de Energy Security Analysis Inc. en Boston.

Harry Tchilinguirian, analista del mercado petrolero en BNP Paribas Commodity Derivatives, señaló que los tanques de almacenamiento en Cushing están casi completos debido al ingreso del crudo canadiense procedente de los proyectos de arenas bituminosas en Alberta y a un importante programa de mantenimiento de refinerías que provocó la disminución de más del 7% de la capacidad de refinamiento estadounidense. "*Verán que este diferencial en el precio comenzará a disminuir* ", dijo Tchilinguirian.

"*Actualmente no tenemos forma de sacar el petróleo del área de Cushing, de modo que hay estos enormes diferenciales que representan un sobreabastecimiento allí*" señaló el vicepresidente de la

consultora de energía Purvin and Gertz, Ken Miller (11/4). *"La gente piensa que Cushing es el centro del universo y no lo es",* dijo Miller. *"Vamos a mantener un descuento en Cushing con respecto a la costa del Golfo por algún tiempo",* afirmó.

La producción de petróleo del oeste de Canadá se espera que sobrepase los 3,2 millones de barriles por día en el 2010, más de un millón de bpd más que en el 2005, porque miles de millones de dólares en nuevos proyectos de arenas petrolíferas comienzan la producción, de acuerdo con la Asociación Canadiense de Productores de Petróleo (CAPP por sus siglas en inglés).

La CAPP pronostica que la producción del oeste de Canadá continuará incrementándose después de 2010, alcanzando cerca de 4,4 millones de bdp para el 2015 y 4,7 millones de bdp para el 2010. El aumento en la producción canadiense de petróleo y el potencial que tiene de crear más excedentes localizados de crudo en los mercados, está alentando a la construcción de nuevos ductos como también una transformación mayor del centro Cushing.

Hasta el momento se ha anunciado más de 5.000 millones de dólares en proyectos de ductos para incrementar la capacidad de los oleoductos entre Alberta y los centros de refinación en Chicago y Wood Rivers en Illinois y Cushing.

BP y Enbridge también se espera que reviertan sus oleoductos que conectan Cushing con Chicago y Wood River respectivamente para el fin de esta década, finalizando efectivamente con el rol de Cushing como punto de distribución para el petróleo que se dirige al norte. El próximo paso, dijeron analistas, será incrementar la capacidad para trasladar más petróleo desde Cushing hacia la costa del Golfo de México.

La primera acción en esta dirección podría ser la reversión del ducto Seaway de 350.000 bpd que actualmente lleva petróleo importado a Cushing desde Freeport, Texas, en la costa del Golfo de México.

La operadora de Seaway TEPPCO Partners LP dijo a analistas en marzo que estaba estudiando la reversión del ducto para permitir que petróleo canadiense se moviera desde Cushing a la costa del Golfo de México.

Análisis: ¿El uranio llegará este año a 125 dólares la libra?

El precio del uranio para su procesamiento como combustible en las centrales nucleares se disparó en los últimos seis meses en los mercados mundiales, ante la expectativa de un renacimiento en la construcción de nuevos reactores. El precio se duplicó desde octubre del año pasado. El precio del combustible nuclear despega y llega a 113 dólares la libra en el

mercado de uranio. El precio spot de uranio pasó de 9,50 dólares la libra a finales de 2002 a 36,25% a finales de 2005 para llegar a los 60 dólares a finales del 2006. El precio podría aumentar en razón de la demanda creciente de los países y de la falible disponibilidad de combustible.

The Times de Londres (11/4) cita pronósticos de los analistas predijeron que los precios podrían alcanzar los 125 dólares la libra este año y 140 dólares la libra en 2008. A nivel mundial, 28 reactores están en construcción, 64 planificados, y cerca de 158 proyectos están en curso. La India y China están primeras entre los nuevos proyectos en construcción con siete y cinco nuevas centrales respectivamente. Existe en el planeta 435 reactores en funcionamiento.

Para garantizar su abastecimiento, China anunció la creación de una reserva estratégica de este mineral para el 2010 con el fin de garantizar el suministro. Según la agencia semi oficial China News Service, la reserva incluirá uranio chino e importado. Al mismo tiempo, el gobierno alentará la explotación "prudente" de los "limitados" depósitos nacionales de uranio: en la cuenca de Ordos, en la región autónoma de Mongolia Interior (norte), y en la Cuenca de Yili, en la región autónoma de Xinjiang (China Daily, 18/4).

Chen Mingde, vicepresidente de la Comisión de la Reforma y Desarrollo Nacional dijo que "*la potencia nuclear no puede salvarnos porque el almacenaje mundial de uranio y otras minas radioactivas necesarias para generar potencia nuclear son muy limitados*" (China Daily, 23/4). Además, no hay una verdadera solución en todo el mundo de como eliminar correctamente los desechos nucleares. "*Todos los países que generan la potencia nuclear solamente entierran los desechos, dejándole el problema a las próximas generaciones*", dijo Chen.

La espectacular subida no tomo por sorpresa a los ejecutivos de la compañías de uranio de todos los continentes, que se reunieron en Budapest convocados por la World Nuclear Association (WNA).

Las razones del encarecimiento son variadas. Los principales productores del mundo, Canadá y Australia, redujeron la actividad de extracción, y Rusia (cuarto productor mundial) anunció un recorte de las exportaciones: a partir de ahora sólo venderá mineral procesado y enriquecido porque le aporta más valor agregado.

El precio del uranio tampoco escapa a las fuerte oscilaciones cíclicas que atraviesan la mayoría de los minerales. A finales de 1994 descendió a su nivel histórico más bajo debido a la sobreproducción y a la disponibilidad de otras fuentes ajenas a la minería, como el combustible procedente del desmantelamiento de armas atómicas tras la firma en 1993 de un acuerdo entre Estados Unidos y la federación rusa que puso en el mercado 500 toneladas de uranio altamente enriquecido.

Rusia tiene un plan ambicioso que sobrepasa la industria de hidrocarburos. Mientras quiere construir más centrales nucleares en casa se forja un rol en la expansión nuclear en el mundo desde el Reino Unido a China (The Daily Telegraph, 24/4).

John Large, que controla la consultora nuclear Large and Associates, dijo que el legado ruso en el poder militar nuclear, para enriquecer uranio es necesario, lo que significa que tiene "una enorme capacidad" para el mercado de suministro de combustible.

Según los expertos de energía en Rusia, se llevan a cabo grandes cambios. El nuevo diseño de reactores están en marcha en la academia de ciencias rusa y los rusos podrían ganar credibilidad en el exterior trabajando con socios extranjeros, una practica común en el sector nuclear.

Pero a partir del 2001, el precio inició una tendencia al alza empujado por la demanda y la caída de la producción debido a la concurrencia de varios sucesos, como el incendio de la planta de extracción Olympic en Australia, la inundación de la mina McArthur River en

Canadá, incertidumbres sobre la explotación de la mina Rösing en Namibia y el cierre temporal para su reconversión de varias instalaciones de tratamiento en los Estados Unidos.

Hasta el año pasado, el precio seguía una tendencia suave al alza que acabó disparándose en los últimos meses. En este caso, los responsables de la brusca subida fueron los hedge funds. "*Invirtieron mucho dinero en uranio ante las expectativas creadas por un resurgimiento de la energía nuclear en el mundo. Confían en que cuando se anuncie la construcción de nuevas plantas obtendrán bueno beneficios*".

"*Además de la escasez de mano de obra e infraestructura, más centrales nucleares tienen que ser construidos*", dijo Pauluis, manager de Synatom, sociedad belga for Nuclear Fuel. "*El renacimiento tomará más tiempo de lo esperado. Este definitivamente será el siglo nuclear*" (IPS, 20/4).

Geopolítica: IHS sostiene que Irak tiene capacidad para duplicar su producción diaria

IHS, un prestatario mundial de servicios de consulta y de informaciones críticas, anunció el lanzamiento inminente del informe Irak Atlas, el primero de los estudios y análisis detallados de las reservas petroleras y de las oportunidades en materia de producción y de desarrollo disponible desde el principio del conflicto en Irak.

El estudio, que será presentado de manera oficial el 9 de mayor, precisa que, de confirmarse los datos, Irak superaría a su vecino Irán en la cantidad de reservas petroleras y se ubicaría sólo detrás de Arabia Saudita, el mayor productor mundial del energético. Además, IHS indicó que Irak tiene la capacidad de duplicar su producción diaria de petróleo, de menos de dos millones de barriles diarios hasta los cuatro millones en un plazo estimado de cinco años, pero "*siempre y cuando comiencen a llegar las inversiones*" (Financial Times, 18/4).

Pese a destacar que la riqueza petrolera de Irak podría fortalecer la economía de esa nación, el estudio advirtió que ello no será posible mientras continúe el actual conflicto armado, desatado tras la invasión militar estadounidense en 2003.

Ron Mobed, director de operaciones del área energética de IHS, explicó que el Atlas de Irak es el "*primer y único estudio detallado de reservas, producción y oportunidades de explotación de petróleo, elaborado desde el comienzo del conflicto en Irak*". "*Hace muchos años que el mercado no tiene acceso a este nivel de datos sobre las capacidades de producción y las reservas de petróleo en Irak*", declaró Mobed tras señalar que ahora "*los inversores podrán evaluar las oportunidades de explotación en la región".*

"*Obviamente la situación es muy mala, pero si tienes en cuenta el potencial del subsuelo, no existe un lugar mejor que éste. Geológicamente, está ahí, es una "gold star opportunity"* (una oportunidad de oro)".

En declaraciones reproducidas por el sitio web de IHS (http://www.ihs.com/), Mobed adelantó que "*el gobierno iraquí lanzará en 2007 una serie de licitaciones para 65 bloques de explotación y también ofrecerá 78 yacimientos para explotación*". Asimismo, consideró que "*el desierto occidental iraquí (donde se ubicarían los 100 mil millones extras de petróleo), localizado cerda de las fronteras sirias y sauditas,*

pero también en las provincias de Anbar y Karbala, está mal explotado porque hasta la fecha Irak tuvo un excedente de crudo y muy poco incentivo de explotación". El U.S. Geological Survey fue menos optimista sobre el potencial sin explotar de Irak, estimando que existe una base adicional de reservas de 45 mil millones de barriles (Houston Chronicle, 19/4). Phil Flynn, analista de Alaron Trading Corp de Chicago, que si hay más petróleo en Irak habrá un impacto sobre los mercados petroleros en el largo plazo, pero este acontecimiento no los afecta ahora según los informes de violencia". "*Tomarán años para llevar años ese petróleo al mercado*", dijo.

"*La mayor parte de la producción petrolera iraquí proviene del sur del país y se exporta a través del Golfo Pérsico debido a los actos de sabotaje a las instalaciones del norte*", señaló. "*En un ambiente de estabilidad civil y política*", Irak tiene amplias posibilidades de desarrollar su industria petrolera en el cercano plazo, "*si se hicieran las inversiones necesarias para reparar y modernizar las instalaciones".*

De los 78 yacimientos mencionados más arriba, sólo en veintisiete se está extrayendo ya petróleo. En otros 25 yacimientos podría empezar la explotación en breve plazo mientras que los veintiséis restantes están aún lejos de esa posibilidad. Irak estima que las compañías extranjeras deben invertir entre 15.000 y 18.500 millones de euros antes de que pueda explotarse plenamente su potencial petrolero.

La producción de petróleo en las desérticas zonas occidentales del país, que se encuentran las provincias de mayoría árabe suní, podría contribuir a resolver algunas diferencias entre los bloques políticos iraquíes, según FT (ídem). Los suníes fueron hasta ahora fuertemente hostiles al federalismo propugnado por la mayoría de los kurdos y parte de los chiítas pues argumentan, que, al ocupar el centro del país, se quedarían prácticamente sin recursos en un país rico en ellos.

El Atlas de Irak brinda el mayor y más preciso nivel de detalle disponible a la fecha sobre las reservas, yacimiento por yacimiento. Comprende un total de 435 prospecciones no perforadas y descubrimientos no comerciales, y 81 campos de producción y descubrimientos comerciales. Las reservas se revaluaron utilizando nueva información, y todas las reservas de yacimientos y los números de producción fueron reajustados y convalidados.

En especial el Atlas analiza:

-- Todas las reservas comprobadas y en funcionamiento por depósito, incluidas las cifras de producción acumulativas.

-- Cálculos de las restantes reservas de gas y petróleo por depósito recuperables a fines de 2006

-- Mapas de ubicación y mapas de estructura de yacimientos y prospecciones, además de mapas de las nuevas rondas de licitaciones de bloques

-- Nuevos descubrimientos en el Kurdistán Iraquí, junto con una guía para la explotación en la región

-- El desierto occidental de Irak, que se cree posee un potencial de explotación de unos 100.000 millones de barriles de petróleo y una gran cantidad de gas

-- Un estudio completo de estratigrafía de todos los descubrimientos en Irak, incluidos resultados de pruebas y columnas estratigráficas, además de secciones cruzadas.

Geopolítica: Pakistán ¿nueva ruta estratégica de los energéticos?

Pakistán considera un plan para construir una tubería de gas natural desde el mar Arábigo hasta China, dijo el primer ministro Shaukat Aziz, en un signo que demuestra la profundidad de las relaciones entre los dos países en comercio, inversión y cooperación energética. Pakistán tiene una relación "única" con China que ayudará a lo ayudará a desarrollarse dijo Aziz en la provincia china de Hainan en una conferencia "New Approaches and New Ideas", que según el diario paquistaní Daily Times (23/4) rivaliza con el encuentro de Davos, Suiza. "El Boao Forum for Asia (BFA), a diferencia del Foro Económico Mundial, fue fundado en 2001 y desafía a sus invitados a pensar en nuevas formas de avanzar en el comercio a nivel global", sostiene el diario en un editorial.

Hablando en una sesión especial denominada "Pakistan-Trans-regional Hub, linking Asia to the Middle East and Beyond", dijo que Pakistán está abierto a la inversión y podría servir como "trans-regional hub" en el transporte, comercio y energía para Medio Oriente, China y otros países de la región, ofreciendo incentivos lucrativos, competitividad y low-cost en operaciones. "El sur de Asia es rico en capital humano, Medio Oriente en capital y Asia Central en energía, añadiendo que Pakistán, debido a su posición geográfica, es un punto de conexión natural".

¿Pakistán puede tener el status de trans-regional hub? Pakistán tiene un corredor comercial con China que esta siendo ampliado y vincula las carreteras nacionales de los países. Con las mejoras en la transportación, el comercio se asegura. Pakistán también será un país de tránsito de energía, exportando gas a países carentes de recursos propios de energía. "So Pakistan is rearing to take-off?" se preguntó Daily Times (23/4).

El primer ministro dijo que la inversión de Medio Oriente y Asia vendrá "in a big way" (6 mil millones de dólares se esperan pronto) en el país y estará enfocado en el generación de energía, el turismo, el desarrollo inmobiliario y la industria hotelera. "Las empresas chinas miran Pakistán y nuestras necesidades de infraestructura: energía, caminos, carreteras, aeropuertos, puertos".

China busca asegurarse toda la energía posible. Los dos países acordaron hace un año cooperar en energía, incluyendo la construcción de una refinería de petróleo y una instalación de almacenamiento en el área costera de Pakistán para ayudar a que China acceda al petróleo y gas de Asia Central y Medio Oriente. China ayuda a Pakistán a construir su tercer puerto en Gwadar en Baluchistan.

"*La tubería puede traer el gas a Pakistán y luego a China, que evitará ir por el Estrecho de Malacca*" dijo Aziz. Pakistán e India negocian las tarifas para comprar y distribuir el gas por una tubería separada de Irán al sur de Asia.

Intentan dividir Pemex para crear Gasmex dentro del proyecto NACC

La máxima cúpula empresarial mexicana y directores de empresas transnacionales recomendaron a México dividir a Petróleos Mexicanos (Pemex) en dos empresas: una dedicada exclusivamente a la explotación de petróleo crudo y otra denominada GasMex, que se enfocaría al mercado del gas natural (El Universal, 20/4). Es decir, quitarle a la petrolera las actividades de gas no asociado que serían manejadas por una entidad estatal, iniciativa que no requiere reformas constitucionales y que es "consistente con el objetivo de largo plazo para liberalizar este subsector".

La propuesta se la hicieron llegar a los presidentes de Estados Unidos y México. George W Bush y Felipe Calderón, así como al primer ministro canadiense, Stephen Harper, durante la Alianza para la Seguridad y Prosperidad de América del Norte y forma parte de un catálogo de 51 propuestas que el North American Competitiveness Council (Consejo de Competitividad de América del Norte, NACC, por sus en inglés) que integran los máximos representantes del sector privado de los tres países sostiene que son necesarias aplicar para destrabar los obstáculos que impiden alcanzar un gran mercado energético de América del Norte.

El documento Emchancing Competitiveness in Canada, Mexico and the United Status señala que José Luís Barraza , ex presidente del Consejo Coordinador Empresarial (CCE), Gastón Azcárraga, presidente del Consejo Mexicano de Hombres de Negocios, León Halkin, presidente de la Confederación de Cámaras Industriales, Valentín Díez, presidente del Consejo Mexicano de Comercio Exterior, Claudio X González, presidente del Centro de Estudios Económicos del Sector Privado, avalaron también sendas recomendaciones que buscan "permitir a compañías mexicanas, incluyendo la Comisión Federal de Electricidad (CFE), a celebrar contratos de largo plazo para la compra de energía eléctrica a productores estadounidenses, así como liberalizar el comercio, almacenaje y distribución de productos refinados como las gasolinas".

La cúpula empresarial mexicana confía en que con las reformas secundarias al marco legal del sector energético se obtendrán utilidades, "*que por la lógica de un mercado integrado determinará el ritmo para una reforma fundamental –de fondo-, en lugar de seguir esperando que suceda lo contrario"*. El NACC sostiene en el texto, que "*si México liberalizara completamente su sector de energía, las reservas relativamente abundantes de aceite y gas de ese país atraerían la inversión y la tecnología de punta existente en el mercado*". Sin embargo, advierte que los obstáculos para liberalizar el sector frenan el proceso de la inversión, y los cambios constitucionales todavía se perciben como inverosímiles en corto plazo.

Además, señala que México tendrá que hacer frente a un desafío particular: la enorme demanda de gas natural del sector eléctrico para los próximos años, considerando que las inversiones probables en nueva capacidad de generación estarían destinadas a la construcción

de plantas de ciclo combinado, que utilizan de manera intensiva el combustible. Por eso, México recurrió a la construcción de plantas de almacenamiento y regasificadores de gas natural licuado (LNG) y CFE se encamina a conformar un mercado paralelo de compra y venta de gas natural.

Los empresarios de México, EU y Canadá sugirieron una calendario para la toma de decisiones del gobierno mexicano y consideran factible que en 2010 se pueda dividir a Pemex y quitarle las actividades de gas no asociado, es decir, el gas que se encuentra en yacimientos y que no esta mezclado con petróleo crudo.

GasMex estaría encargada de todo lo relacionado con este combustible. "*Un balance separado levantaría las restricciones presupuestales y de capital que hoy impiden ampliar la producción del gas a los ritmos requerido para cubrir la demanda*". Esta iniciativa intermedia, añade el documento, "*es constante con el objetivo de más largo plazo de la liberalización del sector mexicano del hidrocarburo*".

Actualmente, México tiene reservas de gas natural no asociado del orden 6.5 billones de pies cúbicos, que al ritmo de extracción actual significa que el país dispone de gas suficiente para 9.6 años. Aproximadamente 77% de esos recursos se concentran en campos terrestres, entre ellos el yacimiento en la Cuenca de Burgos en el noreste del país y el restante 23% en yacimientos marinos.

El sector energético mexicano en la mira de las trasnacionales españolas

El sector energético de México, particularmente en la generación de electricidad, puede convertirse en nicho de negocio con ganancias tan importantes para las grandes empresas de España como en el sector bancario, en el cual dos instituciones de ese país (BBVA y Santander) controlan casi la mitad del mercado financiero mexicano y adquieren ganancias por encima de las registradas en su país de origen, advirtió Erika González, representante del Observatorio de Multinacionales de América Latina (OMAL).

Mediante el seguimiento que ha dado a las llamadas empresas trasnacionales o multinacionales de España, surgidas a raíz de la privatización de compañías públicas en ese país pero cuyo crecimiento y consolidación se ha dado gracias a su penetración en América Latina, el OMAL ha detectado que México es prioritario en las carteras y planes de negocios de empresas como Iberdrola, Unión Fenosa, Endesa y Gamesa Energía, principalmente por la generación y distribución de energía eléctrica, pero también de energía eólica, en las zonas del golfo de México y de Tehuantepec.

A estas empresas poco les importa que en México haya o no una reforma estructural en el sector energético, porque aun cuando no ha habido cambios constitucionales han logrado "*contratos muy ventajosos*", permitidos por las autoridades del país y leyes secundarias, aseveró Erika González, quien estuvo en nuestro país este fin de semana para participar en un foro para trabajadores del Centro de Investigación Laboral y Asesoría Sindical (CILAS).

Erika González aseguró que el crecimiento de las grandes compañías españolas y el incremento anual de entre 20 y 30 por ciento de sus ganancias, la mayor parte proveniente de América Latina, se explica por las facilidades otorgadas por los gobiernos neoliberales de la región, pero también porque en los sectores en que se han desarrollado no han encontrado competencia con Estados Unidos.

Si bien dijo que a la fecha "*es poca*" la participación de las multinacionales españolas en el sector energético mexicano, alertó que "*en su línea futura de negocios se dirige a un control cada vez mayor de la electricidad, dominar todo lo que puedan de la generación eléctrica, porque es un área muy ventajosa y beneficiosa para ellas. Incluso los representantes de Unión Fenosa han declarado que los contratos que obtienen en México son todo un modelo para el sistema capitalista*", expresó la investigadora en entrevista con este diario.

Se trata de "*contratos de más de 20 años, con compras obligatorias por parte del Estado de cantidades fijas de energía, de manera que siempre salen ganando aunque suba muchísimo el precio o las centrales no lleguen a producir toda la energía pactada. Todo eso resulta muy atractivo para esas empresas. Además una legislación cada vez más reducida, desde el punto de vista de los derechos sociales y ambientales, más flexible o ambigua, porque promueve la competitividad, la desregulación y la liberación del sector, y les quitan también cargas fiscales*", declaró la representante del OMAL, creado en España por la Asociación Paz con Dignidad.

Pero las firmas españolas no se quedarían sólo con la generación eléctrica, pues también apuestan a la distribución del flujo de alta tensión para las zonas de alto consumo, ya que aunque hasta el momento siguen bajo control de empresas paraestatales, prevén abrirse por los proyectos de integración latinoamericana, lo que representará "un negociazo".

La presencia de las multinacionales españolas en el sector energético mexicano se ha evidenciado más en los últimos años, como demuestra el acuerdo de inversión que firmaron Iberdrola y Gamesa con la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en 2005, para la central de La Venta II, en Oaxaca, o la licitación de Laguna Verde, que ganó Iberdrola para relanzar el uso de la energía nuclear. Además, según el OMAL, la explotación de la energía eólica para la generación de electricidad resulta un sector muy rentable para las compañías españolas y por ello se acrecienta su interés en la zona del Istmo, considerada como una de las regiones con mayores recursos eólicos a escala mundial.

Estrategia: Áreas agrícolas del mundo para biocombustibles

En los 14 países de mayor área agrícola en el mundo, un 49% de las tierras están disponibles para el cultivo. Pocas, pero, tienen el potencial para expandir fuertemente el cultivo de granos, de forma que la oferta pueda atender simultáneamente –y creciente- demanda de las áreas de alimentos y biocombustibles. Esta es la principal conclusión de un estudio, recién-concluido, del Programa de Estudios de Negocios del Sistema Agroindustrial, vinculado a la Fundación Instituto de Administración (FIA/USP). El estudio está basado en datos de FAO, brazo de la ONU para alimentación y agricultura.

Según el informe, de 1.862 mil millones de hectáreas de tierras arables distribuidas en países como Brasil, Estados Unidos, Rusia, India, China, además de la Unión Europea, 917,7 millones no son aprovechados para la producción agrícola. El problema, apunta Marcos Haba Neves, coordinador de Pensa, es que en las regiones donde los planes de expansión del cultivo

para atender al sector de biocombustibles son más usados no hay área disponible en amplitud suficiente. Excepto en Brasil.

En la Unión Europea, la meta es adoptar una mezcla del 5,75% del etanol en la gasolina a partir de 2010, y el mismo porcentual para la mezcla de biodiesel en el diesel. En 2020, los índices serán elevados a un 10%. Para atender esas demandas obligatorias, el bloque tendrá que reservar, en 2010, un 22,7% de su área cultivable para producir granos destinados para biocombustibles. En 2020, el área para agroenergía tendrá que ocupar un 38,4% de los cultivos europeos para atender la demanda doméstica.

Actualmente, la UE cultiva 102,9 millones de hectáreas y tiene 16,3 millones de hectáreas disponibles, o un 15,8% del área total, suficiente para atender a la primera fase de expansión, pero no la segunda. "*Hoy Europa no tiene área disponible para hacer esa ampliación. Mucho se habla en Rusia, que cuenta aún con más de 87 millones de hectáreas disponibles, pero hay una gran restricción climática y problemas fitosanitarios serios en el país",* dije Haba Nieves.

Un estudio realizado por RC Consultores con base en datos de FAO revela que, hasta 2013, la Unión Europea tendrán una demanda obligatoria de 18, 4 mil millones de litros de biodiesel para consumo interno por año, pero tendrá capacidad para producir sólo 6,3 mil millones. Europa es grande importadora de óleo de palma de Malasia para la producción de biodiesel, lo que, asociado al plan del país de producir 5 mil millones de litros al año para el uso propio, llevó a los precios del commodity a record históricos. "*En la India y en Malasia no hay área para expansión agrícola. En China, enfrentan un serio problema con la falta de agua, y en Australia hay sequías. Quedan los países africanos, que tienen políticas complicadas, y Bras*il", afirmó Haba.

Conforme RC, Europa, Estados Unidos y Brasil demandarán juntos, en 2010, 11 mil millones de litros de biodiesel por año, lo que equivale a la producción de soja de 61,1 millones de toneladas o un área próxima a 22 millones de hectáreas. En Estados Unidos, la meta es elevar el consumo de biocombustibles, hasta 2012, de los actuales 4,7 mil millones de galones (17,8 mil millones de litros) a 35 mil millones, siendo el 90% de ese volumen de etanol. "*Estados Unidos va a necesitar ampliar el área plantada con maíz en un 145% (46,11 millones de hectáreas adicionales) para garantizar ese volumen y no cuentan con tierras apropiadas en disponibilidad para eso*", añadió Marcos Jank, presidente del Instituto de Estudios del Comercio y Negociaciones Internacionales (Icone). Además observa, sin embargo, que el país tiene restricciones climáticas para esa ampliación.

RC indica que la demanda extra de etanol por los principales países consumidores de combustibles fósiles debe llegar a 44,3 mil millones de litros por años en cinco años –7,4 mil millones de litros en la UE, 4,5 mil millones en China y 30 mil millones en Estados Unidos. Hoy, el consumo global es de 55 mil millones de litros por año. *"Pocos países tienen condiciones para ofrecer producción de granos y caña suficiente para atender a los mercados de alimentos y energía. Brasil uno de ellos, basta hacer una buena planificación de esa expansión",* afirmó Haba Nieves. En el área de alimentación, FAO estima que, hasta 2020, la población global pasará de 6,2 mil millones de personas a 8,3 mil millones y, con ese crecimiento la demanda de alimentos se expandirá de 2,45 mil millones de toneladas de alimentos a 3,97 mil millones. Eso significa que será necesario duplicar la producción agrícola mundial en 13 años. "*Los países tendrán que revaluar las áreas utiliazadas en la producción e invertir en productividad, para evitar la fuerte presión de la demanda",* alerta Tito Díaz, director del producción animal y salud de FAO.

La creciente demanda global por productos agrícolas destinados a la producción de alimentos y biocombustibles deberá elevar las exportaciones brasileñas del agronegocio para, por lo menos, 60 mil millones de dólares en 2012, conforme la proyección divulgada por Icone. En el periodo de doce meses hasta marzo último, los embarques del sector, estirados

por soja y derivados, carnes y azúcar y alcohol, rindieron 51,4 mil millones de dólares, conforme criterios del Ministerio de Agricultura. Conforme André Meloni Nassar, gerente general del Icone, la proyección toma en cuenta sólo las tendencias de crecimiento de la demanda. "*Si la Ronda de Doha –en búsqueda de una mayor liberalización comercial global- pudiera salir resultados que de hecho beneficiaran significativamente el agro negocio brasileño, lo que parece muy difícil, la proyección del instituto ciertamente sería muy superior*".

Brasil tiene la combinación entre tierras cultivadas y aguas disponibles. Tal vez el único país que tenga esa combinación es Rusia, pero allá existen problemas climáticos" reiteró Marcos Jank, fundador y presidente de Icone. El aumento de la demanda para la producción de alimentos viene con el crecimiento poblacional en los países emergentes –principalmente en África, lo que preocupa a Jank. En emergentes como China, la mayoría de la población rural practica una agricultura de subsistencia. Y, con la migración para áreas urbanas, esos chinos no sólo dejan de producir sino que se hacen consumidores. Jank también resalta que, con la tendencia de aumento de la renta en emergentes, hay cambios en los patrones de consumo que, más de una vez, tienen reflejo en otros países. Actualmente, en países como China e India comienza a destacarse el consumo de productos como carnes, lácteos, azúcar, frutas y vegetales, mientras en el África subsahariana granos, arroz y judía.

¿Se desinfla la emoción por el etanol?

La cordialidad en las discusiones sobre los nuevos combustibles entre los hombres públicos de Estados Unidos y de Brasil pueden pasar por la falsa impresión de que los americanos ya encontraron la alternativa al petróleo y que una asociación con Brasil está siendo tratada con gran dedicación. En los bastidores, pero, es fácil constatar que, ante todo, Estados Unidos, aún no encontraron un política energética de sustitución del petróleo, sea para defenderse de la escalada de los precios o para combatir el calentamiento global. El debate está aún en la fase de propuesta y, menos alentador para Brasil: hay un rechazo por el etanol, por parte de la industria, los analistas y tiene como consecuencia la presión de las empresas petroleras.

Cuando las discusiones toman un menor rango, como ocurrió por estos días en un congreso de ingenieros de la industria automovilística de Detroit, la indefiniciones en torno al tema quedan expuestas. En las discusiones más técnicas, la industria deja evidenciar el recelo de invetir en tecnologías nuevas para combustibles, principalmente porque no sienten firmeza en la planificación estratégica del gobierno estadounidense. "*Los combustibles alternativos cuestan dinero. Quien va a pagar, la industria, el consumidor?",* cuestiona el coordinador de investigación de AVL, un proveedor de autopartes, Josef Affenzeller.

Las discusiones revelan que los técnicos y analistas son poco simpáticos a la idea del etanol. Bajo la óptica de la industria, ese es un combustible poco eficiente, principalmente en Estados Unidos, donde el producto es derivado del maíz. Con el etanol de caña de azúcar los coches ganan en eficiencia. Pero eso crearía una dependencia de la importación de Brasil. Además de eso, alertan los americanos, EE.UU. necesita invertir en infraestructura que no

tiene en la actualidad. Los puestos de abastecimiento de etanol aún son escasos en el país. *"Yo me preocupo con el alto costo de los sustitutos, como el etanol derivado del maíz"*, afirma Steven Plotkin, analista de energía para el transporte conectado de Argonne, un órgano público de investigación asociado al departamento de energía de EE.UU. "*La industria quiere saber si va a conseguir vender coches con ese combustible y, además de eso, si los precios del petróleo bajan, lo que será de las inversiones hechas en las nuevas energías?",* completa.

Es preciso tener en cuenta el lado cultural. El americano es aún un enamorado de los autos grandes y parece poco dispuesto a dejar ese lujo. Los ejecutivos de la empresa automovilística alemana BMW se preocupan con una misma investigación que apuntó respuestas diferentes entre consumidores alemanes y americanos. A la pregunta sobre ítems que deben constar en la nueva estrategia energética, un 76,3% de los alemanes creen los cambios en el estilo del conductor deben contar. Pero sólo un 32% de los americanos respondieron positivamente a la misma cuestión. BMW no esconde que concentra todo su trabajo de desarrollo de alternativas de combustible en las células de hidrógeno. "*Es más caro de llevar hacia la producción masiva , pero es más eficiente*", justifica Christophe Huss, vicepresidente de ciencia y políticas de tráfico del grupo BMW. "*El hidrógeno ofrece más diversidad de energía primaria y presenta más flexibilidad en la aplicación; tiene, así, el mayor potencial para sustituir los combustibles fósiles*", añade.

Toyota, que comienza a asumir el liderazgo mundial, fue una de las primeras en apostar por los coches híbridos (movido a gasolina y electricidad). Y cada día que pasa añade un modelo híbrido a su línea de productos. El lujoso Camry es su último lanzamiento. En defenda de los derivados del petróleo, Darran Messem, vicepresidente de combustibles de Shell Internacional, dice que "*es muy difícil competir con el combustible fósil*". Para él, el transporte continuará incluyendo a los fósiles en mezclas con otras alternativas, como el propio etano. "*Además de eso, el petróleo y el diesel van a ser más limpios en el futuro*", añade. "*Los beneficios de los combustibles alternativos son atractivos, pero están más sujetos a la variabilidad*", sostiene.

El gobierno americano pretende reducir el uso de gasolina en un 30%. Hoy el país consume aunalmente 140 mil millones de galones de gasolina. Todos concuerdan que la salida es reducir la demanda y aumentar la eficiencia de los vehículos. Pero, en un debate aún muy precoz, los involucrados parecen no ver solución en casi nada. La discusión parece aún lejos del fin. "*Los biocombustibles, como el biodiesel y el etanol cuentan con fuentes limitadas y altos costos de implantación; ya el hidrógeno presenta un alto costo y riesgo financiero tremendo".* Ya en relación a los coches eléctricos, Plotkin, de Argonne, *"tenemos que reconocer el gran dilema que estamos enfrentando",* completa.

El biocombustible de celulosa tendrá mercado en 2015

El uso comercial en gran escala de biocombustible de la denominada "segunda generación", producidos a partir de la celulosa, debe tardar ocho años más, según evaluó Rabobank. Los biocombustibles de granos, caña de azúcar y oleaginosas no serían capaces de atender la demanda, debido a la limitaciones de área, dijo Stephane Delodder, analista del Rabobank. Las empresas están experimentando nuevas técnicas de fermentación de la celulosa o de las fibras de plantas, como la sémola o paja de trigo. "*La segunda generación no será*

económicamente viable antes de 2015", dijo Delodder a Reuters US, durante una conferencia organizada por analistas de F.O. Licht.

Una autoridad de la Roya Nedalco, fabricante holandesa de etanol, anunció en la conferencia de la empresa ya desarrolló una técnica de segunda generación que sería competitiva financieramente dentro de cinco años, para algunas materias primas. Delodder afirmó que la escasez de energía forzará a la industria a avanzar además de la segunda generación. "*Conforme la necesidad se hace más urgente y los (combustibles) fósiles se terminan, la investigación también será forzada a desarrollar más rápidamente para la tercera y la cuarta generación de los combustibles*", explicó. Los científicos podrían descubrir como las plantas almacenan energía e imitar el proces, dijo Delodder.

Perú: El énfasis en el biodiesel de grasa animal

En momentos en que el interés mundial se orienta hacia la producción de combustibles alternativos que permita la conservación del medioambiente, surgen nuevas opciones como el biodiesel elaborado en base de grasa de porcino, que se caracteriza por ser una fuente de energía renovable "más limpia" que el diesel convencional. Si bien la experiencia se pondrá en práctica en los Estados Unidos, los expertos consideran que podría adaptarse y ponerse en práctica en el Perú si se dan las condiciones y alicientes necesarios por parte del gobierno.

El experto en temas de hidrocarburos, Aurelio Ochoa, dijo que si bien esta opción sería en principio en pequeña escala, y sería muy inferior respecto al diesel convencional, es un avance que tendería a crecer si, en el caso del Perú, el gobierno alienta estas prácticas. "*Podrían darse, por ejemplo, incentivos de tipo tributario"*, manifestó el experto.

Agregó que no solo podríamos hablar de transformar en biodiesel la grasa de porcino, sino la de otras especies como las aves, teniendo en cuenta que en el país existe mayor consumo de pollo que de cerdo. Sobre la elaboración de biodiesel en base a grasas animales, indicó que es un poco más difícil de procesar que el procedente de aceites vegetales, "*pero no imposible*".

Desde hace cerca de cuatro años dos buses que transportan alumnos de la Universidad Agraria La Molina (UNALM) funcionan con un combustible poco convencional: biocombustible elaborado en base a aceite de freír usado, procedente del comedor universitario. Llegar a este punto ha sido resultado de investigaciones iniciadas hace diez años por esa casa de estudios (siguiendo el ejemplo de Brasil) y que –de replicarse– podría convertirse en una alternativa más "limpia" al consumo del diésel convencional.

El decano de la Facultad de Ingeniería Agrícola y jefe del Laboratorio de Energías Renovable de la UNALM, José Calle Maraví, explicó que el interés primigenio fue la búsqueda de opciones que ayuden a no contaminar el ambiente. A esto se suma la inminente escasez de hidrocarburos en el mundo. Calle explicó que la conversión del aceite "quemado" en biodiésel

es un proceso sencillo y barato que, además de no contaminar el ambiente, tiene la ventaja de no utilizar elementos que podrían ser destinados a la alimentación.

El decano refirió que en más de una ocasión presentó proyectos a municipios y hospitales para repetir esta experiencia exitosa, con el objetivo que esas entidades puedan generar su propio combustible. "Pero, al parecer esas instituciones tienen otras prioridades", dijo. Calle anotó que los municipios podrían disponer el recojo periódico del aceite usado, al igual que como se hace con la basura. Recientemente, la ciudad de Río de Janeiro (Brasil) anunció la construcción de una planta para producir 45 millones de litros de biodiésel al año.

Dos buses, de un total de 10 de la UNALM, funcionan con 40% de biodiésel elaborado con aceite usado. Generalmente, este aceite es desechado por cañerías, generando contaminación. El aceite usado por la UNALM procede del comedor universitario, que cada mes "produce" unos 500 litros. Los motores que utilizan este biocombustible no necesitan ningún cambio o modificación.

La edificación de una planta para transformar el aceite "quemado" puede costar desde US$ 3 mil, dependiendo de la cantidad de aceite a procesar. Además de esta línea, la UNALM investiga la elaboración de biocombustibles en base a 50 oleaginosas de la Selva para que los pueblos de esa región puedan generar combustible.

Porcentajes de la biocombustibles en la gasolina

El Poder Ejecutivo peruano aprobó la norma por la cual se determina el porcentaje de biocombustibles que deberán tener las gasolinas a partir del 2009. El ministro de Energía y Minas Juan Valdivia Romero precisó que al 2010, las gasolinas deben tener 7.8% de etanol. En el caso del biodiesel, hay dos etapas. La primera a partir del 2009 (2%) y después del 2010, con el 5% (La Republica, 22/4).

La norma permitirá al Perú ingresar a la producción de biocombustibles, de gran trascendencia para superar problemas medioambientales. De esta manera, la industria de los biocombustibles va tomando forma en el Perú.

Cifras y Notas de Sector:

Millonarios proyectos en generación eléctrica al 2018 (El Mercurio, 23/4)

El sector eléctrico está que arde. Y es que las compañías generadoras tienen en carpeta decenas de proyectos que de concretarse todos ellos inyectarían más de 12.000 MW a los Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y al Sistema Interconectado Central (SIC), lo que casi duplicaría la capacidad actual de ambos, que suman 12.400 MW. Grandes compañías como Endesa, Colbún, AES Gener y Pacific Hydro, junto a proyectos de empresas mineras, tienen comprometidas inversiones por más de US$ 9.000 millones. A estas iniciativas podrían agregarse proyectos de autoabastecimiento anunciados por empresas como la acerera CAP.

El mayor proyecto está en manos de HidroAysén, sociedad conjunta de Endesa y Colbún que tiene en carpeta cinco centrales hidroeléctricas en la XI Región, con una inversión de US$ 2.500 millones, sin incluir la línea de transmisión. La firma ingresará durante octubre próximo el Estudio de Impacto Ambiental para que la autoridad lo evalúe.

De manera paralela, Endesa tiene en carpeta inversiones por US$ 2.000 millones y una cifra similar Colbún. A estos gigantes se suma Xstrata, que tiene derechos de agua en Aisén y tiene en carpeta tres centrales que sumarán un total de 1.154 MW.

No obstante, la firma ha debido enfrentar un fuerte revés, luego que la autoridad ambiental rechazara el EIA de su central Río Cuervo. Se espera que próximamente la firma reingrese el proyecto. También están la australiana Pacific Hydro y la noruega SN Power, que trabajan en conjunto en hidroeléctrica La Higuera, y que además ven proyectos en forma independiente por US$ 1.000 millones cada uno.

A su vez, la española Acciona tiene proyectada una inversión por US$ 371 millones para el desarrollo de tres proyectos de energía eólica en la región de Atacama. Cabe destacar que la Comisión Nacional de Energía maneja un master plan que considera unos 80 proyectos de generación, muchos de los cuales aún no son revelados.

Crecimiento de la producción siria de gas (Le Blog Finance, 24/4)

La producción de gas natural en Siria pasó de 1 a 14,2 millones de metros cúbicos al día entre 1995 y 2007, reportó un estudio publicado por la Asociación de Ciencias Económicas Sirias. La producción petrolera está en constante caída. Se establece actualmente alrededor de 400.000 barriles por día, con una caída de 200.000 barriles en relación a 1996.

India podría pronto participar en el desarrollo de la industria petrolera en Siria. Otro países que desarrolla buenas relaciones con el gobierno sirio es Rusia. La evolución de la

producción de gas en Siria es consecuencia de los descubrimientos en numerosas regiones sirias, que entraron en la fase de producción comercial.

"*El consumo actual de gas en los sectores industriales y de electricidad alcanza 13,5 millones de metros cúbicos por día*", precisa el texto que considera que las reservas de gas "bastan para las necesidades de Siria por más de dos décadas". "*Las reservas de gas en Siria se elevan 680 mil millones de metros cúbicos"*. En 2002, las reservas de gas del país fueron estimadas en 240 mil millones de metros cúbicos.

El estudio evoca las orientaciones del gobierno de contar con gas en varios sectores vitales, el sector de energía en particular, subrayando particularmente el empleo de gas en la producción de energía eléctrica. Siria estudia actualmente la posibilidad de hacer funcionar los vehículos a gas.

El estudio considera que la reserva de gas constituye un punto de equilibrio de la energía siria, que en caso de evolución abastecerá al país por dos décadas. Abdallah al- Dardari, vice presidente sirio del Consejo de Ministros para asuntos económicos, examinó la última semana con Murali Deora, Ministro indio de petróleo y gas natural, las relaciones de cooperación económica entre Siria e India y los medios para sacar provecho de la experiencia india en el sector.

¿Lituania si petróleo ruso? (Ria Novosti, 24/4)

Los expertos de la Agencia Federal de Control Tecnológico de Rusia (Rostejnadzor) llegaron a la conclusión de que la bifurcación hacia Lituania del oleoducto "Druzhba" no puede seguir utilizándose para el transporte de petróleo por elevado índice de desgaste de la tubería. La compañía Transneft promete tender un nuevo oleoducto en sustitución del existente, pero los analistas se oponen a este proyecto.

El pasado verano, cuando de la tubería podrida escapó crudo, Rostejnadzor redujo en cinco oportunidades la presión en dos tuberías del oleoducto "Druzhba". A consecuencia, la transportación del petróleo se redujo en 12 millones de toneladas al año, volumen que se suministraba a Lituania. Los 19 millones de toneladas restantes se quedan en Bielorrusia. Tras la avería Rusia comenzó a suministrar petróleo a Lituania por mar, o se, utilizando buques cisterna. Rostejnadzor anunció que en el oleoducto se detectaron 7.853 defectos por lo que es preciso cambiar por completo los tubos en los tramos "Unecha-Polotsk-1" y "Unecha-Polotsk-2". El vicepresidente de Transneft, Serguei Grigóriev, prometió reparar la tubería sin fijar los plazos concretos de la ejecución del proyecto.

El analista de Troika Dialog, Valeri Nésterov, sostiene que las futuras obras requerirán de una inversión de orden de 600 millones de dólares. A su juicio, es poco probable que el proyecto prospere. "Va ganando terreno la idea de unir el tramo bielorruso del oleoducto con Primorsk -dice Nésterov-. Ante esta situación el Gobierno difícilmente aprueba asignar fuertes fondos a la rehabilitación del oleoducto 'Druzhba".