

Informe Sobre El Mercado Energético Mundial. Por Hernán F. Pacheco

Índice:

Geopolítica: Rusia e Irán ¿cooperación o cartel del gas?.....	1
Análisis: Perspectivas globales del mercado de gas y la creación de un cartel.....	4
Los precios de óleo de palma desaceleran el crecimiento del mercado de biodiesel en Malasia..	6
México: Pemex ante el escenario de apertura.....	9
EE.UU.: Bush pide recursos adicionales para desarrollar fuente alternativas de energía.....	12
Chile: Estudio sostiene que energía nuclear daría una baja rentabilidad al inversionista.....	14
Análisis: Brasil ¿nuevo fantasma de apagón?.....	16
Cifras y Notas del Sector.....	19

Geopolítica: Rusia e Irán ¿cooperación o cartel del gas?

** En un estudio confidencial, el comité económico de la alianza advirtió que Rusia puede tratar de construir un cartel internacional de los principales productores de gas, con la idea de usar las provisiones de gas como una forma de influencia política.*

**El Gobierno de Estados Unidos analiza el acuerdo de las petroleras Royal Dutch Shell y Repsol YPF con Irán para la explotación de un yacimiento de gas en el sur del país con vistas a determinar si se ajusta o no a las leyes estadounidenses.*

Un nuevo termino se puso de moda en todos los labios este año en Davos: "petro-economía". Los delegados del Foro económico mundial se reunieron para analizar el "*Shifting Power Equation*", tema que se podría traducir como "cambio de la ecuación de poder" o "equilibrio energético en evolución". Esta ambigüedad muestra una prueba más de la creciente relación de la economía mundial con los hidrocarburos, y el debate alrededor de los dossiers

energéticos se desarrolla en un tono esencialmente alarmista. Y los hechos de fechas recientes no hacen más que reforzar esta lógica.

El año pasado, Rusia negó enérgicamente informes que decían que estaba participando en la creación de un cartel de proveedores de gas a la Unión Europea. En junio, el mandatario iraní, Mahmud Ahmadineyad al reunirse con Vladimir Putin en Shanghai, discutió las perspectivas de la cooperación *"desde la óptica de la determinación tanto de los precios del gas como de sus principales flujos en interés de la estabilidad global"*.

Incluso la OTAN intervino recientemente en la materia. En un estudio confidencial, el comité económico de la alianza advirtió que Rusia puede tratar de construir un cartel internacional de los principales productores de gas, con la idea de usar las provisiones de gas como una forma de influencia política (Business Week, 2/2). En el estudio secreto, pero desvelado a mediados de noviembre por el rotativo británico Financial Times, se recalca que Rusia buscaba reforzar así sus instrumentos de presión sobre Europa. Poner en pie una OPEP del gas parece, hoy en día, un objetivo inalcanzable. Esta energía se distribuye, en buena medida, a través de gasoductos y los contratos firmados son a largo plazo. *"Acaso se hable de ella dentro de 20 o 30 años (...) cuando el mercado del gas sea más dinámico y tenga las mismas características que el del petróleo"*, vaticinó el ministro argelino.

En un primer momento, la cooperación entre productores puede consistir en operaciones de trueque. *"Gazprom tiene interés en penetrar, gracias a la ayuda argelina, en los mercados de Europa del Sur (España, Portugal e Italia)"*, recordaba el economista ruso Igor Tomberg (Ria Novosti, 31/1). *"A cambio promete a Sonatrach (empresa pública de Argelia) salidas en Europa del norte"*, agrega. Una compañía asumiría los contratos de la otra y, por tanto, *"acuerdos de marketing y precios son inevitables"*.

En 2006, la Asociación de gas de Rusia (AGR) propuso la creación de una alianza internacional de asociaciones nacionales sin fines de lucro que operan en el sector de producción y transporte del gas, similar a la Eurogas europea (Interfax, 30/1). En aquella ocasión, la AGR invitó a Rusia a unirse en esa estructura, así como a entidades de otros países ex soviéticos como Kazajstán, Turkmenistán, Uzbequistán, Azerbaiján, Ucrania, Bielorrusia y Moldavia, además de una posible participación de Irán.

El objetivo de esa alianza sería impedir la ejecución de proyectos estratégicos occidentales en el espacio post-soviético, como, por ejemplo, un gasoducto para exportar el gas del mar Caspio de Asia Central a Europa sin pasar por Rusia. Siguiendo con la agencia Interfax, la idea de una alianza de gas entre Irán y Rusia generó alarma en la OTAN.

Ahora, sin embargo, la idea recibió el empujón inesperado del líder iraní, el Ayatolá Ali Khameni, que visitó Rusia para crear una "OPEP del gas" en un encuentro reciente con el secretario del Consejo de Seguridad de Rusia, Igor Ivanov. Aunque un cartel no sería rentable para Gazprom, una unión de energía conformaría una alianza geopolítica con Rusia, Irán y Argelia (Kommersant, 30/1).

"Nuestros dos países, con ayuda mutua, pueden crear una organización basada en cooperar en la esfera del gas, con los lineamientos de la OPEP" dijo Ali Khamenei a la agencia de prensa estatal iraní IRNA. Para Stratfor (1/2) según la lógica Khamenei, los dos estados tienen el control de la mitad de las reservas mundiales de gas natural, la organización de un nuevo cartel sería un *slam-dunk*, un golpe certero.

Algunos días después el presidente ruso, Vladimir Putin, dijo que el concepto de formar un grupo de países productores de gas es interesante (Reuters, 1/2). *"En una primera etapa"* Rusia coincide con los especialistas y socios iraníes, así como con otros grandes productores y abastecedores de hidrocarburos, en intentar coordinar ya sus actividades en los mercados de terceros países (...) *"No vamos a crear ningún cartel, pero creo que estaría bien coordinar nuestras actividades con el fin de resolver lo más importante: a saber, un abastecimiento seguro de recursos energéticos a los principales consumidores"* (El País, 2/2). *"los comentarios de Putin"*

podrían tener la intención de fortalecer la posición negociadora de Rusia ahora que está buscando mejorar los términos comerciales con Europa y comprar otros activos europeos", dijeron analistas citados por Bloomberg (2/2).

El diario ruso Vedemosti (31/1) considera que *"Teherán evidentemente se empeña en formar una coalición antioccidental"*. Mientras, una OPEP gasística sería un excelente punto de referencia que ofrecería a Irán argumentos adicionales en las controversias con EE.UU. sobre el expediente nuclear. Hablando en rigor, *"a Moscú se le propuso definirse si esta capital está dispuesta a formar una real alianza militar-energética con Irán enfrentado con Occidente o prefiere seguir coqueteando con Teherán para ejercer un leve chantaje de Washington y Bruselas"*.

El consentimiento para formar con Irán un cártel del gas significaría inequívocamente que Rusia deja de ser un socio de Occidente y pasa al bando de sus opositores, y no sólo en el aspecto energético. Tampoco es muy cortés y cómodo rechazar expresamente la oferta. Primero, porque tal conducta podría acogerse por Irán como una ofensa mortal incompatible con sucesivo fomento de la amistad y cooperación. Segundo, en tal caso Moscú corre el riesgo de perder el estatus no oficial de protector de Irán. El Kremlin necesita tener esa condición no menos que Teherán, pues le confiere mayor protagonismo en la palestra internacional y permite desempeñar el papel estabilizador en el conflicto que va cobrando envergadura.

Mark Urnov, presidente de la fundación de programas políticos Expertiza, dijo a CNSNews.com (31/1) que *"Irán en su enfrentamiento con el mundo, busca diversos puntos de apoyo, y Rusia es el único país del que puede agarrarse, ya que las naciones occidentales actúan contra él en un frente común"*. Urnov no pone en consideración el rol que China tiene en relación a Irán.

Por su parte, el francés Le Figaro (1/2) sostuvo que teniendo en cuenta la proximidad geográfica, Rusia y Europa están condenadas a jugar la carta de la cooperación más que la del enfrentamiento. Más aún cuando Irán es poco frecuentable políticamente (los europeos depositaron sus expectativas en el gas iraní para contrarrestar la influencia de Gazprom). Lo que no impide a Putin sacar provecho de la situación para intimidar a los europeos.

Kommersant consideró que una lógica geopolítica parece llevar el interés de Moscú por una OPEP del gas. Actor dominante en el mercado europeo, Rusia no tiene ningún interés de depender de otros proveedores. Sobre el plano geopolítico, afirma Kommersant, es otra cosa. Comprometiendo un diálogo con todos los países detentores de energía, Moscú refuerza su escudo internacional, ubicándose como líder de un grupo de países que exactamente no están en línea con Occidente: Argelia, Venezuela, Irán...

Estados Unidos estudiará el contrato de Repsol y Shell en Irán

El Gobierno de Estados Unidos analiza el acuerdo de las petroleras Royal Dutch Shell y Repsol YPF con Irán para la explotación de un yacimiento de gas en el sur del país con vistas a determinar si se ajusta o no a las leyes estadounidenses. *"Los abogados lo están analizando"* con el fin de comprobar si cumplen una serie de criterios establecidos en la legislación vigente, declaró un portavoz del Departamento de Estado. Sin precisar cuáles son exactamente esos criterios, el portavoz explicó que, *"en función de su cumplimiento"* se realizará una investigación detallada del acuerdo (Forbes, 31/1).

Sus declaraciones se producen después de que Sean McCormack, el portavoz del Departamento de Estado, afirmase este lunes en rueda de prensa que "*es probable*" que la Administración estadounidense investigue las inversiones previstas en Irán por parte de la petrolera hispano-argentina Repsol YPF y la anglo-holandesa Shell.

Según McCormack, si esas inversiones superan cierta cantidad, tal y como se especifica en la legislación estadounidense, los abogados lo analizarán y decidirán "*si hay algún paso que, como Gobierno, podamos adoptar*". Ese eventual paso podría concretarse en la imposición de sanciones, ya que la legislación estadounidense permite actuar contra las compañías extranjeras que inviertan en el sector energético iraní.

McCormack explicó que Europa y cada uno de los países europeos tienen sus propias obligaciones legales y regulaciones bancarias y financieras. El portavoz restó importancia a la información publicada hoy por la prensa estadounidense, en la que cuestiona la cooperación de Europa en los esfuerzos estadounidenses por aislar económicamente a Irán, en represalia por sus ambiciones nucleares.

Según él, independientemente de las decisiones individuales y los riesgos que puedan asumir algunos representantes empresariales, los principales bancos europeos "*han reducido considerablemente e incluso han dejado de hacer negocios con el Gobierno iraní*".

Cuando se trata de inversiones en el sector petrolero o del gas iraní, "*que es el que representa, de lejos, la mayor parte de la economía iraní*", hay que tener en cuenta el "efecto colateral" de una operación de ese tipo. añadió. Hay que tener en cuenta además "*¿cuáles son los riesgos políticos de hacer ese tipo de inversiones?*" o "*¿qué tipo de estabilidad tendrá esa inversión?*" porque, según McCormack, en estos momentos "*no sabemos si (los iraníes) van a estar sometidos a más sanciones en el futuro*" (Reuters US, 1/2).

No obstante, subrayó, ese tipo de decisiones las adoptan las empresas de forma totalmente separada del Gobierno. Lo que está muy claro, en su opinión, es que los europeos "*comprenden lo que está en juego*" y la importancia de mantener un "frente común" y de destapar cualquier actividad ilegal que pueda estar camuflada como legítima en el sistema financiero iraní.

Análisis: Perspectivas globales del mercado de gas y la creación de un cartel

**"Es prematuro y demasiado difícil hablar de una OPEP del gas...Posiblemente, hablemos de esto en veinte o treinta años, cuando los mercados de gas al contado y de gas licuado hayan sido creados, momentos en que el mercado de gas será más dinámico y tendrá las mismas características que el del petróleo".*

** El crecimiento del comercio de gas natural licuado en buques metaneros también dará mayor importancia al precio, ya que poco a poco está emergiendo un mercado spot para este tipo de cargamentos.*

El portar del think tank Stratfor sostiene que dos características hacen que el GNL no pueda ser parte de un cartel efectivamente. Primero, no hay mucho GNL en el mercado. El total de los volúmenes de GNL global representan aproximadamente del 6 al 7% del empleo del gas natural, además la mayor parte de los proveedores de GNL busca contratos a largo plazo con precios fijos con consumidores específicos para asegurar la estabilidad.

En los últimos cinco años, la coyuntura cambio, ha aflojado algo pero el mercado de GNL permanece sumamente pequeño. Los únicos países que se verían excesivamente impactados por un cartel del GNL serían aquellos que reciben exclusivamente el gas natural en forma de GNL: Japón, Corea del Sur y Taiwán (El empleo del GNL en China también, pero actualmente el gas natural sólo comprende el 4% de sus necesidades de energía, y sólo aproximadamente el 15% de este viene del GNL). Stratfor omite el creciente mercado americano de GNL y los trabajos de comisión europea para no depender del gas ruso.

El segundo argumento de Stratfor es que los productores de GNL no están interesados en la formación de un cartel. Seguramente el enfriamiento de un material gaseoso potencialmente explosivo abajo de por lo menos 260 grados y transportado a través del planeta es tan difícil como caro. Las instalaciones de licuación cuestan varios miles de millones de dólares cada una y son complejas para funcionar.

Stratfor sostiene *"los poderes del GNL del mundo no son Rusia, Venezuela, Irán o Arabia Saudita kingpin de la OPEP. Ninguno de estos países tiene hasta ahora una sola facility de GNL"*. En los hechos no es tan así: Irán se mueve para vender su gas (ver informe anterior), Rusia tiene previsto desarrollar facility entre ellas algunos de los proyectos de Sakhalin, mientras que Venezuela, Chevron mantiene conversaciones con PDVSA para construir una terminal de GNL para llevar gas al mercado estadounidense en el 2012-13 (Reuters, 17/1).

Los verdaderos poderes del GNL son Trinidad y Tobago, Egipto, Australia, Qatar, Nigeria, Argelia y Emiratos Árabes Unidos, todos estados que el mundo desarrollado considera relativamente estable en política cuando se deben tomar decisiones económicas. *"Estos estados son conscientes de las consecuencias que sufrirían sus operaciones en el mercado de GNL, y no son serios candidatos para ser socios en ninguna supuesta OPEP del gas que amenazaría esas inversiones"*.

Urnov dijo que la participación de Rusia en una eventual "OPEP del gas" no sólo sería desventajosa desde el punto de vista político, pero no tiene fundamentos económicos, debido a la falta de nuevos yacimientos y de infraestructuras modernas (CNSNews.com, ídem). La explicación puede encontrarse en un comentario del portal Bloomberg (1/2) *"Rusia no tiene posibilidades de desarrollar nuevos yacimientos de gas y sus compromisos de exportación amenazan con afectar la industria nacional algún día"*, dijo el analista político.

"Es prematuro y demasiado difícil hablar de una OPEP del gas...Posiblemente, hablemos de esto en veinte o treinta años, cuando los mercados de gas al contado y de gas licuado hayan sido creados, momentos en que el mercado de gas será más dinámico y tendrá las mismas características que el del petróleo" dijo el Ministro argelino de Minas y Energía, Chakib Khelili a Algerie-dz.com (31/1).

Para Jason Schenker, analista de Wachovia Bank, minimiza el impacto de un cartel de productores gaseros porque haría falta que los diferentes países se pusieran de acuerdo y respetaran luego sus cuotas (Bloomberg, ídem). *"Pero a más largo plazo, al menos en 10 años, cuando las infraestructuras de licuación de gas natural permitan su transporte a través del planeta, un cartel será factible"*.

En el diario Península de Qatar (1/2) Julián Lee del dijo Centre for Global Energy Studies que el dominio de contratos de largo plazo en el mercado de gas significa que sería imposible formar un cartel de un día para el otro, pero que Putin podría estar buscando desarrollos futuros

que pudieran incrementar la liquidez. *"Creo que está manteniendo sus opciones abiertas,"* señaló Lee. *"Hasta ahora ha sido bastante frío y silencioso con respecto a la cuestión."*

"Estoy seguro que espera aumentar el comercio de GNL (gas natural licuado) y tal vez incrementar el comercio al contado del gas, pero no pienso que vayamos a ver que algo suceda rápidamente," agregó. Pero los antecedentes de Rusia muestran también que el principal productor de gas es improbable que actúe con otro interés que no sea el propio. *"Pienso que la historia sugiere que Rusia no está inclinado filosóficamente a reducir la producción para apuntalar los precios,"* agregó.

No obstante, muchos contratos a largo plazo firmados hace años están cerca de su fin, por lo que *"la estructura de precios podría ser importante en el futuro"*. En especial, debido a que la Unión Europea prohíbe ahora las cláusulas que limitaban la posibilidad del comprador de re-exportar el gas a otros mercados, según un estudio de Hadi Hallouche del Oxford Institute for Energy Studies (BusinessWeek, 2/2).

El crecimiento del comercio de gas natural licuado en buques metaneros también dará mayor importancia al precio, ya que poco a poco está emergiendo un mercado spot para este tipo de cargamentos. Si el mercado alcanza su madurez, una OPEP del gas podría influir en los precios, restringiendo o aumentando el número de cargamentos.

Países productores de gas:

Rusia, con un 26,6% de las reservas mundiales; Irán, con un 14,9%; Qatar, con un 14,3%, y Argelia, con un 2,5% –en total, el 58,3%, según los datos del BP Statistical Review of World Energy– ya forman parte del Foro de Países Exportadores de Gas, que nació en Teherán en 2001 (Kommersant, ídem).

Los precios de óleo de palma desaceleran el crecimiento del mercado de biodiesel en Malasia

**Los players están verificando en Malasia un achicamiento de los márgenes debido a los altos precios de los óleos vegetales y con el declive del petróleo, con el cual el biodiesel compite.*

** La actual tendencia de mayor producción de biodiesel de óleo de palma en otros países fuera de Asia tiene límites. En Europa, observa, la principal materia prima adoptada es la colza. En Estados Unidos, las apuestas deberán concentrarse en la soja.*

Recientemente, los gobiernos de Malasia e Indonesia, que juntos responden por un 85% de la exportación mundial de óleo de palma, anunciaron, que cada país reservaría 6 millones de toneladas del producto por año para la producción de biodiesel. Ese volumen corresponde a un 40% de la producción anual de esos países. Los dos países anunciaron el julio pasado una asociación para producir anualmente 12 millones de toneladas de biodiesel de palma, con vista a la exportación (Malaysia Star, 31/1).

Las voces de los analistas sostienen ahora que la industria del biodiesel de Malasia no se expandirá tan rápidamente como se creía en el inicio y enfrenta un futuro difícil con el aumento en los costos de los granos para ración, caída de los precios del petróleo e incertidumbre en el apoyo gubernamental.

Malasia, mayor productora mundial de óleo de palma, asumió el liderazgo en el desarrollo de la industria de biocombustibles en Asia, pero los players están verificando un achicamiento de los márgenes debido a los altos precios de los óleos vegetales y con el declive del petróleo, con el cual el biodiesel compite.

"La mayoría de los players replanteará su posición porque todo el modelo de negocios cambió" dijo M.R.Chandran, analista independiente de la industria. *"Los bancos que prestan los recursos están comenzando a preguntar cual es su modelo de negocio actual, con los precios de los granos para ración en este nivel"*. El interés de Asia en biodiesel de óleos vegetales comenzó a crecer en 2005, cuando los costos de la palma estaban más bajos que los del petróleo, y cuando Europa hizo planes para promover los combustibles limpios.

Pero ahora la situación cambió completamente. El óleo de palma no-refinado, la principal materia prima bruta para el biodiesel, ahora cuesta 556 dólares por tonelada, después de subir 40% en 2006. Malasia aprobó 75 proyectos industriales de biodiesel, que podrían consumir cerca de 8 millones de toneladas de óleo de palma por año, y autoridades dicen que el país espera producir 1 millón de toneladas de biodiesel en 2007. Pero Chandran afirmó que ni tantos productores van a seguir ese camino en el corto plazo. *"Para el final de 2007 nuestra capacidad total no será de más que 500 mil toneladas"*, (Malaysia Kini, 18/1)

El analista dijo que será difícil para los productores pequeños y aislados, y que sólo aquellos con grandes áreas plantadas y con garantía de suministro van a sobrevivir. *"Nadie consigue de una compañía de producción agrícola un contrato de suministro anticipado por cuenta de esa oscilación de precios"*. Y las unidades de biodiesel no pueden vivir sin contratos de suministro y de ventas a largo plazo. *"La industria va a sobrevivir sólo si el gobierno malayo apoya a los productores con exenciones de impuestos y se hace uso del producto"*, sostuvo Chandran.

"El hecho es que sólo algunos países europeos tienen reglamentación para el uso obligatorio...y ellos pueden no tener intención de repasar los incentivos y exención de impuestos para el producto importado porque ellos fueron hechos para apoyar a sus propios productores". Chandran afirmó que los precios del óleo de palma van probablemente a permanecer en un intervalo de 1.850 a 2.100 ringgit (1 dólar= 3.505) por tonelada este año. *"Los precios de la palma aún permanecerán estables si el biodiesel no tiene tanto éxito, a causa de la creciente demanda del sector alimenticio"*.

Los emergentes comandados por China apuestan por el óleo de palma, mientras los europeos sostienen prioritariamente la colza

El calentamiento de la demanda ocurre sobre todo en China. El país consume 70 millones de toneladas de diesel por año y planes construir 100 usinas de biodiesel – a base de colza, soja y palma- para reducir la demanda por diesel. En 2005, los chinos importaron, en total, 4,4 millones de toneladas, casi todo de Malasia.

En julio, la estatal China National Offshore Oil Corp. (CNOOC) anunció la construcción de una usina de biodiesel en Hainan Island, con capacidad inicial para 100 mil toneladas por año y planes para llegar a 1 millón en el medio plazo (Business Times, 9/1). Analistas del segmento creen que la empresa utilizará como materia prima el óleo de palma de Malasia, ya que el exportador ofrece ventajas comerciales a China. La misma CNOOC planea también construir una unidad de biodiesel de óleo de palma en su país o en la propia Malasia.

Además en China, investigadores del Instituto de Física-Química de Dalian desarrollan investigaciones para producir etileno, propileno y otros productos de química fina a partir de la palma, en sustitución de los derivados del petróleo. La expectativa es que el país eleve sus importaciones del óleo en por lo menos 1 millón de toneladas en el presente año, para la producción de biocombustibles.

En Asia, Japón también demuestra interés en el biodiesel de palma. El grupo japonés Itochu Corp. Y la petrolera malaya Petroliam Nasional Bhd planean invertir 22,6 billones de dólares para la desarrollar la industria del biodiesel en Malasia (Business Times, 28/1). Otras interesadas son las también malayas Sime Darby y Goleen Hope Plantations, además de Wilmar Corp. De Singapur.

Hay una demanda adicional por óleo de palma en Europa y en Estados Unidos, con grandes volúmenes de colza y soja, utilizados para la fabricación del biodiesel. Europa, donde el consumo es creciente principalmente en Holanda, Inglaterra y Bélgica, está también usando la quema directa del óleo de palma para la producción de energía eléctrica limpia.

Conforme datos del Departamento de Agricultura de Estados Unidos (USDA), las importaciones del bloque europeo aumentaron un 12% en la cosecha 2005/06, para 4,5 millones de toneladas, y deberán crecer 9% más en 2006/07. La demanda mundial, según el USDA, deberá crecer un 6,5% en el ciclo 2006/07, a 37,5 millones de toneladas; la oferta está proyectada en 37,4 millones, lo que deja como saldo stocks apretados, de 77 mil toneladas.

En los Estados Unidos y en la Unión Europea no sólo es la fiebre del biodiesel que llama a la demanda. En los últimos años los dos mercados vienen recurriendo más al óleo de palma en la alimentación, como sustituto del óleo de soja y de otros óleos con grasa trans (formada por proceso de hidrogenación y si es consumida en exceso, causante del aumento de los niveles de colesterol malo en el organismo). En parte, gracias es esa preocupación, en la temporada agrícola 2005/06 el consumo mundial del óleo de palma superó la del óleo de soja -35,2 millones contra 33,4 millones de toneladas.

Un analista citado por Cincinnati Enquirer (14/1) dijo que la actual tendencia de mayor producción de biodiesel de óleo de palma en otros países fuera de Asia tiene límites. En Europa, observa, la principal materia prima adoptada es la colza. En Estados Unidos, las apuestas deberán concentrarse en la soja. Según este analista, *"no es de esperar, por lo tanto, crecimiento geométricos de la demanda, pero aumentos graduales"*.

Además, a mediados de enero, la entidad que representa a la industria del biodiesel de la Unión Europea previó que la mayor parte de las necesidades del bloque por el producto deberá ser atendida con materias primas producidas localmente hasta 2020, con las importaciones respondiendo sólo por el 20% (The New York Times, 31/1).

Raffaello Garofalo, secretario general del European Biodiesel Board (EBB) dijo a Checkbiotech.org (17/1) que la producción anual de biodiesel de la UE crecerá cerca de 24 a 26 millones de toneladas para 2020 así atender la meta de la Comisión. Como parte de una política

más amplia para combatir los cambios climáticos, la Comisión Europea propuso una meta de uso de 10% de biocombustibles –biodiesel y etanol- hasta 2010.

EBB inicialmente dijo los planes del bloque indicaban un nuevo marco de 14 por ciento, pero más tarde hubo un cambio en el número. Según Garofalo, para conseguir alcanzar la meta, la industria de biodiesel tendría que aumentar la producción en 15 por ciento al año, aumento que consideró que podría ser obtenido con el crecimiento de la producción doméstica de materias primas, como la colza y el óleo de semillas de girasol.

La mayor parte del biodiesel producido en Europa viene de la producción doméstica de la colza subsidiada. Pero la expansión de la capacidad ha aumentado la competición con la industria de alimentos por materia prima, cuyos precios aumentaron acentuadamente y ampliaron espacio para importaciones más baratas de óleos, como lo de palma. Analistas y autoridades de la industria, sin embargo, esperan que la UE continúe protegiendo su industria e intente retardar las importaciones para contentar el poderoso lobby de agricultores (EurActiv.com, 31/1).

Por otra parte, uno de los problemas ligados al óleo de palma es que hay más restricciones geográficas a la producción de palma que en el caso de la soja, lo que limita su expansión (International Herald Tribune, 6/1). El último caso que refleja esta situación es lo ocurrido recientemente con la mayor compañía independiente de biocombustibles de Gran Bretaña, Greenergy, que tuvo que salir a informar que el óleo de palma utilizado como materia prima no está asociado a la deforestación de florestas tropicales. Grupos ambientales consideran que la deforestación es el lado malo del crecimiento del mercado de los biocombustibles (Reuters UK, 17/1).

La compañía petrolera BP informó que no va hacer mezcla con el óleo de palma, en parte debido a las preocupaciones ambientales. Greenergy tiene un 8% de participación en el mercado de combustibles de Gran Bretaña y más de la mitad del mercado de biocombustibles. La empresa vende casi 4 mil millones de litros de combustibles en el Reino Unido por año. El CEO de Greenergy, Andrew Owens, afirmó que podría garantizar que el producto utilizado por Greenergy no es proveniente de plantaciones resultantes de destrucción de las florestas.

Los daños provocados por la quema de florestas para nuevos cultivos pueden ser mayores que los beneficios ambientales de los biocombustibles. Incendio y otras consecuencias de la devastación contribuyen con el 18% de las emisiones globales de gases responsables del efecto invernadero, más que todo el sector de transporte del mundo, de acuerdo con Nicholas Stern (The Australian, 3/2). "*La diseminación de las plantaciones de palma han sido la mayor causa de la deforestación en Malasia y una de las mayores en Indonesia*", dijo Ed Matthew, de la campaña de biocombustibles de la ONG Friends of Earth.

México: Pemex ante el escenario de apertura

**"No se pretende privatizar las paraestatales energéticas ni modificar el marco constitucional, ya que dijo el Estado mexicano mantendría la rectoría sobre sus empresas, reconoció que habrá inversión privada para construir refinerías, por ejemplo".*

**Se deberá modificar la ley reglamentaria del artículo 27 constitucional en materia de petróleo, para que pueda darse en Pemex la apertura al capital privado.*

Acorde con la petición que les formuló el presidente mexicano Felipe Calderón, los senadores del Partido Acción Nacional (PAN) decidieron impulsar, de manera prioritaria, la reforma energética, que permitirá abrir Petróleos Mexicanos (Pemex), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC) a la inversión privada nacional y extranjera, además de una modificación constitucional para "*adecuar*" a la época actual los principios rectores en materia de política exterior (La Jornada, 4/2).

La propuesta panista, detallaron Creel y los senadores Fernando Elizondo secretario de Energía en el sexenio foxista y Juan Bueno Torio, ex director de Pemex Refinación, establece la posibilidad de "alianzas estratégicas" de Pemex, CFE y LFC con empresas privadas, incluidas transnacionales.

Aunque Elizondo aclaró que no se pretende privatizar las paraestatales energéticas ni modificar el marco constitucional, ya que dijo el Estado mexicano mantendría la rectoría sobre sus empresas, reconoció que habrá inversión privada para construir refinerías, por ejemplo. Incluso, el senador Elizondo dejó abierta la posibilidad de que esas "alianzas estratégicas" de Pemex con empresas extranjeras pudieran también darse en la explotación de petróleo.

Enrique Benítez, vocero de la bancada del PRI, sostuvo a su vez, que México debe seguir buscando alternativas que permitan que se fortalezca Pemex, pero, al mismo, "*despetrolizar*" las finanzas nacionales. "*Debemos ser más competitivos*", afirmó a El Financiero, (2/2). Los gastos de operación de Pemex, excluidas las cargas fiscales, apenas rondan la tercera parte de sus ingresos mientras los derechos, impuestos indirectos y demás gravámenes que maneja la Secretaría de Hacienda, absorben 64% de ellos y representan 40% de los ingresos del gobierno federal. Se trata no sólo de la mayor carga fiscal del país, sino de un sistema tributario peligrosamente petrolizado (El Universal, 4/2).

Los cambios a disposiciones legales en Pemex y sus organismos subsidiarios, que impulsarán legisladores del PAN y del PRI para abrir espacio a la inversión privada en actividades hasta ahora reservadas constitucionalmente al Estado, que tendrá facultades casi ilimitadas (La Jornada, 29/1)

Se prevé que incluyan en el próximo periodo ordinario que empieza el 8 de febrero, se incorpora la pretensión de que Pemex se transforme en un organismo público descentralizado, constituido bajo el régimen legal de sociedad de interés público, la cual estará dotada de autonomía técnica, presupuestal y de gestión. Esto le permitirá al gobierno federal, que será el único propietario y titular de las acciones de Pemex, emitir títulos en el mercado bursátil, con los cuales sus tenedores privados podrán participar en las utilidades de la empresa.

Inicialmente estos instrumentos denominados Certificados Petroleros de Fomento Social no tendrán derecho de propiedad y podrán ser titulares de los certificados únicamente personas físicas de nacionalidad mexicana, el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana y las administradoras de los fondos de retiro (Afore). Aunque no se establece el monto de capital que Pemex podría colocar en la Bolsa Mexicana de Valores (BMV), algunas propuestas establecen que pudiera ser hasta 49% del capital social del organismo que ahora se registrará bajo los lineamientos de la Ley de Sociedades Mercantiles.

Las personas que adquieran los títulos de Pemex podrán detentar individualmente hasta 3% de los certificados colocados. Para su emisión el gobierno federal constituirá en Nacional

Financiera un fideicomiso público que funja como agente financiero para la colocación, registro y redención de los Certificados Petroleros de Fomento Social.

Oposición. De ser cierto que Petróleos Mexicanos (Pemex) dispondrá de más de 45 mil millones de pesos para inversión, podrían construirse dos refinerías o destinarse al mantenimiento de plantas petroquímicas descuidadas desde hace años a pesar del gran potencial que tienen. Con ese capital, resulta innecesario que el gobierno federal siga ofreciendo el sector energético nacional a empresarios extranjeros, como hizo el presidente Felipe Calderón en la reciente gira de trabajo y promoción de negocios de México que realizó en Europa, aseveró Gilberto Ortiz, presidente del Comité Directivo de Energéticos de la Cámara Nacional de la Industria de la Transformación. (Canacintra) (La Jornada, 3/2).

A lo publicado por La Jornada (1/2) de que los más recientes informes financieros de Pemex revelan que dispondrá de 45 mil 612.5 millones de pesos en recursos adicionales para inversión como resultado de los 147 mil 320 millones de pesos que se obtuvieron como ingresos excedentes netos durante 2006, el dirigente empresarial manifestó que el gobierno federal debe precisar a qué áreas de la paraestatal se destinarán.

Pemex buscará gas en Acuña

Pemex buscará gas natural en el municipio de Ciudad Acuña, que también es parte de la Cuenca de Burgos, con lo que prevé generar empleos directos e indirectos, así como otros beneficios para los productores de ganado, informó Humberto García Reyes (Milenio, 29/1).

El diputado federal por Coahuila explicó en Piedras Negras que la paraestatal iniciará trabajos de exploración de yacimientos de gas que pudieran estar localizados en la sierra de dicha zona. *"Indirectamente, todo esto beneficiará a los ganaderos por el pago que se les hace por permitir los caminos vecinales o cuando los trabajos de perforación se llevan a cabo en una propiedad privada"*, mencionó.

García Reyes recordó que las labores de exploración en la Cuenca de Burgos iniciaron en 2004 con inversiones superiores a los 8 mil millones de dólares en los estados de Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila. Afirmó que este es un proyecto estratégico para la explotación de gas que permitirá aumentar la producción de 4 mil 500 millones a 7 mil millones de metros cúbicos por día, lo que permitirá que en esta parte de Coahuila se exploten 95 pozos.

"Actualmente México importa gas natural por 4 mil 500 millones de dólares, por lo que a partir de la producción en Cuenca de Burgos, sólo se habrán de comprar 2 mil millones a mediano plazo", indicó el legislador federal.

Reiteró que a largo plazo lo que se pretende es dejar de comprar el energético a Estados Unidos y consumir la producción nacional, pues habrá autosuficiencia. El diputado Humberto García mencionó que una de las metas es ser autosuficientes en los próximos seis años, y posteriormente elevar la producción para ser exportadores, por ello el monto de más de 8 mil millones de dólares en infraestructura que se invertirán en la Cuenca de Burgos.

En Ciudad Acuña, el alcalde Evaristo Lenin Pérez Rivera informó que se otorgaron permisos a la empresa alemana Schulemberg para que realice trabajos de exploración en la serranía, y que se esperan beneficios como la dotación de 800 mil litros de asfalto para el programa de pavimentación. *"Los permisos fueron liberados desde el pasado mes de diciembre a través de la Dirección de Planeación y Urbanismo, con el fin de que puedan empezar los trabajos de exploración, con lo que se prevé un crecimiento económico"*, destacó.

Las cifras del energético

* Se prevé que en el periodo 2001-2010 la demanda de gas natural en México registrará un crecimiento anual promedio de 7.4%.

* Petróleos Mexicanos prevé que la producción de gas natural no asociado crezca a una tasa anual de 8% entre 2000 y 2010.

* Pemex reconoce que existen importantes reservas de gas no asociado que no se explotan adecuadamente en los siguientes estados: Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, Veracruz, Tabasco, Chiapas, Baja California Norte, Baja California Sur y Chihuahua.

* Pemex cuenta con áreas de oportunidad más rentables que la explotación de gas no asociado de la Cuenca de Burgos y Golfo de Sabinas.

*México es de los pocos países que no permite la inversión privada en materia de gas no asociado (Cifras del diario Vanguardia, 29/1)

Estados Unidos: Bush pide recursos adicionales para desarrollar fuente alternativas de energía

**Proponen un departamento para promover tecnologías que diversifiquen en sector energético*

**Las modificaciones en el Farm Bill mantienen el foco en el apoyo a las fuentes de energía renovables.*

El presidente George W. Bush va a intentar obtener recursos adicionales del total de 9 mil millones del Congreso en su presupuesto de 2008. Los recursos serán para dar garantía de préstamo a las compañías que desarrollan fuentes de alternativas de energía, como el etanol celulósico, según informó el secretario de Energía, Clay Sell (Los Ángeles Times, 3/2). El Congreso ya aprobó 4 mil millones para el programa de préstamos, que fue creado para dar apoyo a proyectos de producción de energía que reduzcan o eviten emisiones nocivas para el medio ambiente.

Bush también va a pedir 8,4 millones de dólares para crear una oficina dentro del Departamento de Energía, para revisar la utilización de los recursos de los préstamos. El Departamento de Energía aplazó el programa el año pasado, provocando críticas de demócratas

y de republicanos en el Congreso. Las garantías de préstamo pueden ser hechas en los próximos meses cuando los recursos sean aprobados por los parlamentarios.

Si el pedido de Bush es atendido "*el departamento tendrá de inmediato que promover tecnología, que sea promotora para diversificar nuestro portafolio de energía*", dijo Sell. Por los cálculos de Sell, "*necesitamos de recursos entre US\$ 9 mil millones y US\$ 11 mil millones para 2007 y 2008 para tocar ese proyecto*". La realidad es que sin avances tecnológicos, el etanol celulósico no será económicamente viable. Podría mantenerse solo con subsidios federales masivos o requisitos directos que obligaran a las refinerías a usar ese combustible, independientemente del costo. La Casa Blanca va a divulgar el presupuesto de 2008 el lunes. El año-fiscal comienza en 1º de octubre y termina día 30 de septiembre.

Bush también va a pedir 405 millones para la Asociación Global para Energía Nuclear (GNEP, por sus siglas en inglés). un programa para desarrollar tecnologías para reciclar combustible nuclear usado. El año pasado, el Congreso no consiguió recursos para el programa, para lo cual el gobierno había pedido 250 millones de dólares (Platts, 2/2).

Detalles de la modificación a la ley agrícola estadounidense

El Departamento de Agricultura de Estados Unidos (USDA) detalló las propuestas de la administración de George W. Bush para las farm bill de 2007. La propuesta de USDA, de acuerdo con el *release* divulgado en la web (www.usda.gov), mantiene el foco en el apoyo a las fuentes de energía renovable, en línea con la meta del presidente Bush de reducir en un 20% el uso de combustibles fósiles en los próximos diez años.

La administración Bush propuso un corte de 18 billones de dólares en los subsidios a los productores agrícolas de Estados Unidos en los próximos cinco años. La reducción forma parte de las propuestas para la revisión de la ley agrícola americana, conocida por Farm Bill. En total, la nueva ley estima gastos con subsidios de 87 billones en los próximos cinco años, ante los 105 billones de dólares de los cinco años anteriores.

El gobierno quiere cortar los subsidios pagados a los mayores y más rentables productores del país. La idea es que los subsidios sean reducidos para aquellos que tiene el ingreso bruto ajustado de más de 200 mil dólares al año. En la actual Farm Bill, ese límite es de US\$ 2,5 millones. Sólo esta medida excluiría 80 mil productores del programa, haciendo el gobierno economizar US\$ 1,5 billón en los próximos diez años.

En el plano político el anuncio puede ser bien recibido por países que piden el corte de los subsidios norteamericanos -los subsidios tanto de los americanos como de los europeos son la principal traba para el avance de la Ronda de Doha de liberalización del comercio internacional-. Aún así, la "farm bill" debe enfrentar la oposición parlamentaria que defiende los intereses de los productores. Varios diputados ya afirmaron que se oponen a la propuesta.

Los principales cambios propuestos en la Ley Agrícola:

*Convertir el actual sistema de pago de subsidios en caso de quiebra de cosecha que considera el precio mínimo en base al ingreso de los productores. El nuevo programa irá a considerar los niveles de productividad para determinar el pago del apoyo financiero al sector.

*Reformar y modernizar el Programa de Precio Mínimo para Commodities. La ley actual estipuló precios de referencia para el maíz, trigo, algodón, arroz, soja y otros cultivos con base en los niveles máximos del mercado, hecho que estimuló la producción y provocó la reducción de los valores locales. Por la nueva propuesta, los valores para cada commodity serán determinados a partir de la media de los últimos cinco años. El USDA justifica que el cambio deberá acabar con las distorsiones del mercado y animar a los hacendados a que cultiven los commodities en base a los valores del mercado y no por cuenta de los subsidios pagados.

*Ajustar los límites de pago de subsidios y trabajar para acabar con la brechas de la ley. Actualmente, son tres las entidades que definen las corporaciones o asociaciones que deben recibir el apoyo financiero del gobierno. De esta forma, algunos hacendados consiguen recibir subsidios, cuyo valor supera el límite permitido en ley. Por la propuesta, los pagos serán hechos individualmente hasta el límite de 360 mil dólares. Y para recibir los subsidios, los productores deben tener un ingreso bruto de 200 mil dólares, valor bastante inferior al límite actual de hasta 2.5 millones de dólares.

*Destinar 1.600 millones de dólares para el incentivo a la investigación y al uso de energía renovable. Los recursos serán distribuidos entre programas de investigación, pequeños proyectos de energía alternativa que ayuden a los productores agrícolas de forma directa y programas que promuevan el avance de la producción de etanol a partir de celulosa.

*Exportaciones: USDA propone 400 millones de dólares para expandir mercados para los productos agrícolas de Estados Unidos. La iniciativa permite asociaciones entre el USDA y organizaciones sin fines de lucro para promover actividades en el exterior, como campañas de promoción e investigación de mercado.

Chile: Estudio sostiene que energía nuclear daría una baja rentabilidad al inversionista

**La instalación de la planta necesitará una inversión cercana a los US\$ 2.545 millones -aunque no se incluyó el costo del centro de acopio de los residuos radiactivos-, mientras que, en comparación, las centrales carboneras requerirían una inversión de US\$ 1.840 millones.*

**El estudio también explica que sólo un valor de equilibrio del precio de nudo de US\$ 92,73 MWh (sólo en energía) haría viable económicamente el desarrollo de una central nuclear.*

El informe elaborado por ingenieros de la U. Central revela que si una central entrara en 2012 al SIC, se produciría una caída de 38,129% en el precio de nudo. Una fuerte caída en el precio de nudo -siendo directamente beneficiado el consumidor final-, pero una baja rentabilidad para el inversionista, se daría en el país si en 2012 ingresara una central de energía nuclear de 728 MW al Sistema Interconectado Central (SIC) (El Mercurio, 31/1).

Esas son las principales conclusiones del estudio -seminario de título- realizado por los ingenieros Patricio Arce y Sebastián Morales, de la Universidad Central, con el fin de determinar el impacto económico de construir y operar una planta nuclear SIC, junto con determinar su viabilidad financiera.

El estudio hizo el ejercicio utilizando el modelo de "*operación sistema eléctrico*" (OSE2000) -el mismo que maneja la Comisión Nacional de Energía-, modificando el plan de obras incluyendo la planta nuclear de 728 MW que sustituyó 2 centrales de ciclo combinado de generación térmica a gas natural licuado. Además se consideró que la planta nuclear es conectada en el punto Diego de Almagro al SIC y que su ingreso en operación será en abril del año 2012.

Bajo estos supuestos se concluyó que la instalación de la planta necesitará una inversión cercana a los US\$ 2.545 millones -aunque no se incluyó el costo del centro de acopio de los residuos radiactivos-, mientras que, en comparación, las centrales carboneras requerirían una inversión de US\$ 1.840 millones. Sin embargo, el gran contraste entre ambas tecnologías se da en los costos de los combustibles. La opción nuclear presenta costos de operación que son favorables en unos US\$ 120 millones al año en comparación con el carbón, lo que da mayor competitividad.

A la hora de hablar de precios de la electricidad, el estudio es concluyente: el ingreso de una planta nuclear al SIC hacia abril de 2012 podría hacer caer con fuerza la tarifa a público.

En efecto, si se inyecta la central en el punto Diego de Almagro, el precio de nudo -que representa cerca de la mitad de la cuenta de la luz a usuario residencial- caería en 38,12%, hasta los US\$ 47,33 MWh. Sin embargo, un comportamiento distinto de los costos marginales se produce en el punto de conexión Quillota, el que es tomado por la CNE como referencia del precio de nudo, ya que representa casi el 50% de la demanda total del SIC. Aquí la disminución de los precios promedio sería de sólo 5,43%, por lo que el impacto de la planta nuclear no es tan marcado.

El estudio también explica que sólo un valor de equilibrio del precio de nudo de US\$ 92,73 MWh (sólo en energía) haría viable económicamente el desarrollo de una central nuclear. El estudio exploró cuál sería la rentabilidad de un proyecto de este tipo, cuyo período de evaluación considerado fue de 30 años, con una tasa de descuento del 10%. Sin embargo, según los resultados obtenidos, el valor actual neto (VAN) que entrega el proyecto sería negativo en más de US\$ 800 millones, y la tasa interna de retorno sería sólo de 6%.

El juicio de los expertos

Entre los expertos del sector energético existe coincidencia en que la opción de la energía nuclear debe estudiarse con seriedad en los próximos años, aunque creen que, por ahora, la tecnología existente aún no es adecuada para las necesidades de nuestro país.

El doctor en Ingeniería Nuclear, Julio Vergara, ha destacado las principales fortalezas de este tipo de energía: su aporte a la diversificación de la matriz energética y su estabilización para el precio base de la energía, aunque también algunas desventajas, como, por ejemplo, la posible emisión de productos radiactivos de la fisión y el riesgo de un accidente nuclear.

A pesar de los posibles inconvenientes, Vergara asegura que se prevé un "*renacimiento nuclear*" a nivel internacional, donde destacan países como EE.UU. y Gran Bretaña. Mientras, el ex ministro de Economía y actual decano de Economía de la U. Alberto Hurtado, Jorge Rodríguez, piensa que los reactores nucleares que existen en el mundo "*aún son demasiado grandes para Chile*".

Esta opinión ha sido compartida por el ex secretario ejecutivo de la CNE y consultor de Synex, Sebastián Bernstein, quien cree que mientras "*no se produzcan a escala, no van a partir (en Chile). El tema de la economía de escala es importante*".

Análisis: Brasil ¿nuevo fantasma de apagón?

** Las autoridades del sector eléctrico suelen recurrir a los resultados de las últimas subastas, que prácticamente garantizaban el suministro de energía a las distribuidoras hasta 2011, para desmentir los riesgos de apagón en el futuro. Pero esos números no valen para los consumidores libres, que necesitan garantizar su suministro con contratos propios.*

**En los últimos seis meses, las comercializadoras de energía – que realizan la intermediación de los contratos – relatan la existencia de dificultades para hallar garantía de suministro en el mercado.*

El fantasma de un nuevo apagón provoca reflejos en el mercado de energía eléctrica, a pesar de la insistencia de parte del gobierno brasileño en rechazar las amenazas de racionamiento. Los últimos meses, los consumidores libres tuvieron dificultad en encontrar energía disponible para entrega entre 2010 y 2012. Formado por grandes industrias y empresas minoritarias, el grupo de consumidores libres representa más del 20% de todo el consumo de electricidad de Brasil y no es atendido por el mercado cautivo de las distribuidoras, pudiendo optar libremente por sus proveedores.

En los últimos seis meses, las comercializadoras de energía – que realizan la intermediación de los contratos – relatan la existencia de dificultades para hallar garantía de suministro en el mercado. "*Eso quedó bastante nítido a partir del segundo semestre del año pasado*", afirma Marcelo Parodi, socio-director de Comerc, mayor comercializadora del país (Valor, 30/1). Aun no llega a faltar energía, pero ha sido cada vez más penoso encontrarla y hoy

es precios recoger un "mix" de fuentes para atender las necesidades de los consumidores libres, explica Parodi.

Resultado: los precios tuvieron una fuerte alza. Hace seis meses, las generadoras vendían energía para el periodo 2008-2012 por cerca de 95 reales por megawatt-hora (MWh) – precio válido por toda la extensión del contrato, con reajustes generalmente vinculados al IGP-M. Hoy, los contratos de largo plazo están siendo negociados por valores que van de R\$ 110/MWh a R\$ 120/MWh. Aun así, son más atractivos –además de la mayor previsibilidad– que la escalada de precios vista en las subastas de energía promovidos por el gobierno, que atienden solamente al mercado regulado.

Las autoridades del sector eléctrico suelen recurrir a los resultados de las últimas subastas, que prácticamente garantizaban el suministro de energía a las distribuidoras hasta 2011, para desmentir los riesgos de apagón en el futuro. Pero esos números no valen para los consumidores libres, que necesitan garantizar su suministro con contratos propios. Para ellos, la recomendación de Comerc es clara: no quedarse, en ninguna hipótesis, lo descubierto para el periodo próximo a 2010, cuando las curvas indican la demanda superando la oferta, afirma Parodi.

El presidente de Abraceel (asociación de comercializadoras), Paulo Pedrosa, dice que el alto nivel del agua en las reservas, debido a las lluvias recientes, hizo el precio en el mercado de corto plazo caer al piso de los R\$ 17,59/MWh. La cotización sólo vale para quien necesita de complemento de energía, por ejemplo, para el mes siguiente. Pedrosa alerta, sin embargo, que el escenario reconocido por todos los agentes del sector es de alza de los precios de energía. "Mucho más que el desabastecimiento, el escenario de riesgo que se ve hoy es de precios elevados", añade.

Llamó la atención del mercado, la divulgación de un informe de la Secretaria de Acompanhamento Econômico (Seae), que apunta los riesgos de déficit en el abastecimiento de energía si el país crece a tasas anuales del 5%, conforme prevé el Programa de Aceleração do Crescimento (PAC). El senador Rodolpho Tourinho (PFL-BA) dijo a Estado do Sao Paulo (31/1) que el informe es muy verdadero.

Este informe coincide con los dichos del presidente de la Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Maurício Tolmasquim, afirmó que si el producto bruto interno (PBI) brasileño crece, en una media, de 4,8% entre 2007 y 2010, habrá un déficit de energía de 764 megawatts (MW) medios, lo que representa un 1,3% del mercado total (Paraná-On Line, 31/1). La proyección consta en el Plan Decenal de Energía Eléctrica (PDEE) 2007-2016, en elaboración por la autarquía del Ministerio de Minas y Energía. *"Esa falta será suplida en la próxima subasta A-3 (inicio del suministro en tres años), que contratará energía para 2010"*, explicó el ejecutivo.

Según Tomasquim, el déficit previsto contempla los mercados libres y de las concesionarias. La próxima subasta A-3, marcada para mayo, atenderá sólo las distribuidoras. De acuerdo con el presidente de EPE, cerca de 16 mil MW fueron inscritos hasta el día 26 de enero para disputar la licitación. *"Los datos son preliminares"*, pondera.

Del volumen total, un 86% pertenece a las usinas térmicas, un 11% de las hidroeléctricas y un 3% de las Pequenas Centrais Hidrelétricas. Además de eso, un 85% de las usinas que se dieron de alta son nuevas y un 15% botox (licitadas desde 2000, pero descontratadas hasta 2004). En un escenario de crecimiento inferior del producto bruto interno (PBI) –adoptado en el PDEE del 4% para el periodo 2007-2010 la situación de Brasil será más tranquila. La expectativa es que, en 2010, haya un sobrante de 585 MW medios, lo que representa un excedente del 1% del mercado total.

El PDEE 2007-2016 está previsto para el fin del primer trimestre de este año. De acuerdo con Tolmasquim, el escenario de restricción de gas natural para las termoeléctricas fue considerado por EPE en la elaboración del estudio, con base en las pruebas promovidas por el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS). El ejecutivo reafirmó que la situación de

abastecimiento de energía en los años 2007 y 2008 es excelente, en razón de las lluvias en el inicio de este año que recuperaron el nivel de las reservas hidroeléctricas. *"Las térmicas a gas natural despacharán muy poco en ese periodo"*.

En menos de tres meses, se trata de la segunda advertencia con el mismo contenido. A finales del año pasado, el director-general de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Aneel), Jerson Kelman alertó de los riesgos de racionamiento en caso de que no se corrigieran las estimativas de cuanto las usinas térmicas a gas pueden agregar al sistema eléctrico en el momento en que fueran activadas. A causa de la falta de gas disponible, Kelman advirtió que ellas podían generar menos energía que el estimado. Mantuvo un "queda-de-braço" con el Ministro de Minas y Energía, Silas Rondon, y salió victorioso: después de una serie de pruebas, se confirmó que más de 3 mil MW de las térmicas a gas realmente no podían ser despachados.

El presidente de Petrobras, José Sérgio Gabrielli, reiteró a Estado do Sao Paulo (31/1) sus absoluta *"tranquilidad"* en cuanto al abastecimiento de energía eléctrica en Brasil para los próximos años. Citó proyectos destinados a la producción de gas, entre ellos el inicio de la producción de GNL (gas líquido) en 2008, para resaltar que habrá condiciones de suplir la creciente demanda por el insumo. *"En lo que depende de Petrobras, no hay riesgo de apagón"*, dijo. Gabrielli destacó que la autosuficiencias de Brasil en petróleo está garantizada, pues la estatal espera producir al menos un 20% de más que el consumo anual del país, con el mantenimiento de la relación reserva/producción en como mínimo 15 años.

La ministra-jefe de la Casa Civil, Dilma Rousseff, también ha garantizado que no hay riesgos de un nuevo apagón. Reservadamente, técnicos conectados a ella contrarían el discurso oficial y demuestran preocupación con el suministro de energía, en caso que no salgan del papel las usinas de Río Madeira y de Bello Monte, los dos proyectos considerados esenciales para atender al consumo los próximos años.

La situación del sector eléctrico también trajo inquietud en el sector empresarial, especialmente en la industria. "En el primer mandato, el gobierno de Lula no consiguió avanzar prácticamente nada en los proyectos de generación. Muchos aún continúan en la fase inicial", reclamó el director de la Federación de las Industrias de San Pablo (Fiesp), Luiz Gonzaga Bertelli.

Brasil puede producir este años electricidad con HBio

La estatal brasileña Petrobras ya produce en sus refinerías HBio, óleo de origen vegetal que será utilizado en una mezcla en la proporción del 18% en el gasóleo. En este año, la empresa pretender lanzar comercialmente el producto que estará disponible en varias regiones de Brasil. Por lo menos, tres refinerías, Repar, de Araucária, en Paraná, Alberto Paschoalini, en Río Grande do Sul, y Gabriel Passos, en Minas Gerais, tienen la tecnología de hidrotreatmento necesaria para producir HBio. UEG Araucária, donde Petrobras tiene un 20% de participación, podrá ser la primera termoeléctrica brasileña en operar también con HBio. Copel anunció que va a invertir cerca de 20.000.000 millones de dólares para colocar la planta en operación por estos meses, introduciendo 484 megawatts más de energía en el mercado libre y también para participar de las subastas de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Aneel) en 2008.

Resultado de estudios desarrollados por el Centro de Investigación y Desarrollo de Petrobras (Cenpes) en los últimos 18 meses, el proceso de refino HBio utiliza óleo vegetal como insumo para la obtención de gasóleo, a través de la hidrogenación de una mezcla de óleo

vegetal y óleo mineral. Pruebas industriales recientes, realizadas en la Refinería Gabriel Passos (Regap), de Petrobras, confirmaron la viabilidad técnica y comercial del proceso, cuyo registro de patente fue solicitado al Instituto Nacional de Propriedade Industrial (INPI). En la transesterificación, la tecnología más conocida, para generar B2, el biodiesel añadido al diesel de origen fósil se da en una proporción del 2%. En HBio fue aumentada la fracción del 10% del óleo de soja a las corrientes pertenecientes a los procesos de destilación directa (diesel DD), coque (diesel coque), craqueo catalítico (diesel FCC), los cuales sirven de carga a la Unidad de Hidrotratamiento (HDT).

La unidad (HDT) es responsable del tratamiento y especificación de varias corrientes de diesel producidas en las refinerías, especialmente para la reducción del contenido de azufre. En este proceso, el óleo vegetal, en contacto con el catalizador usualmente utilizado en el HDT convencional de gasóleo, sufre hidrogenación y craqueo en condiciones controladas de temperatura y presión de hidrógeno. De esta forma, el óleo vegetal es transformado en hidrocarburos parafínicos lineales en la franja del gasóleo, propano (GLP) y agua. Los compuestos parafínicos formados contribuyen para mejorar la calidad del gasóleo final, destacándose el aumento de la calidad de ignición (número de cetano), la reducción de la densidad y del contenido del azufre.

El proceso HBio fue probado en escala de cámara y planta piloto durante 18 meses y, recientemente, fue consolidado en prueba industrial en la Refinería Getúlio Vargas, en Araucária, en Paraná, sur de Brasil, donde las condiciones operacionales y la calidad del producto final fueron confirmados. En el desarrollo de esta tecnología fueron probadas las utilidades de aceites vegetales tales como la soja y ricino, en diferentes condiciones operacionales, demostrando la flexibilidad tanto en el tocante al uso de diferentes fuentes de biomasa, como en la posibilidad de la utilización en la mayoría de las refinerías de Petrobras que poseen unidades de HDT para gasóleo.

Para cada 100 litros de óleo vegetal procesados, son producidos 96 litros de gasóleo y 2,2 Nm³ de propano, siendo consumido 35 Nm³ de hidrógeno.

Uno de los atractivos de esta tecnología reside en el hecho de que no son necesarias inversiones significativas en el parque de refinación para su implementación, a concretar en el corto plazo. Para el segundo semestre de 2007 son consideradas las perspectivas de implantación de esta tecnología en dos refinerías, totalizando un consumo del orden de 256 mil m³/año para un contenido de óleo vegetal del 10% del volumen de gasóleo.

Hasta 2011, se estima la implantación de la tecnología HBio en 8 refinerías, con un consumo total de 1.200.000 metros cúbicos anuales para un contenido del 5% del óleo vegetal, consumo que representa cerca de un 44% del volumen de óleo de soja exportado en 2005. El nuevo proceso no compite con la de refinación de petróleo para la obtención del gasóleo y ni como programa de biodiesel, una vez que son iniciativas complementarias en el sentido de aumentar la oferta de gasóleo en el país. Además de eso, esta tecnología complementa el programa de utilización de biomasa, generando beneficios ambientales e inclusión social.

Cifras y Notas del Sector:

Shell, el grupo petrolero holandés, confirmó la venta de una refinería en California y cerca de 250 estaciones de servicio en el mismo Estado al gobierno estadounidense por mil 630 millones de dólares. Las estaciones de servicio seguirán operando bajo el nombre de Shell. La transacción, que aún debe obtener el aval de las autoridades antimonopolio, debería concluirse durante el segundo trimestre de 2007.

El Departamento del Tesoro además anunció que aprobó otro acuerdo para adquirir 140 estaciones de servicio con USA Petroleum, situadas en California y Nuevo México (oeste). El precio de esta adquisición es de 277 millones de dólares más 10 a 15 millones del petróleo almacenado.

Evalúan incentivos para consumo de biodiesel (La Primera, 3/2)

El gobierno está evaluando la posibilidad de otorgar a la producción de canola, materia prima de biocombustibles, los beneficios de la Ley de Promoción Agraria y exonerar del Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) al biodiesel, señaló el presidente de Sierra Exportadora, Gastón Benza Pflucker.

Indicó que estas medidas podrían ser incluidas en un artículo del reglamento de la Ley para Incentivar el Consumo Interno de Biocombustibles, el cual podría ser publicado la próxima semana por el Ministerio de Energías y Minas (MEM), que exigirá a los transportistas que consumen diesel mezclar dos por ciento de su consumo con biocombustibles como el biodiesel. Benza Pflucker anunció que el martes de la próxima semana se creará el Instituto Altoandino del Biocombustible que será integrado por Petroperú, Pure Biofuel (Estados Unidos), Herco (Perú), la Corporación Misti (Perú) y JB Semillas.

"Este Instituto Altoandino busca unir a todos aquellos que están interesados en la generación del biodiesel, es un instituto privado donde empresas privadas van a intercambiar información", acotó.
