

Informe Sobre El Mercado Energético Mundial

Del 27 de junio al 4 de julio

Hernán F. Pacheco

Índice:

China: La “energía más verde es la energía ahorrada”	2
✓ <i>Siemens instalará el equipo más perfecto de transmisión de electricidad</i>	4
Análisis: Boom de las oil sands, el incremento de los royalties y los crecientes costos	7
✓ <i>Costos de la arenas bituminosas</i>	9
✓ <i>Statoil y China National Petroleum Corp se vuelcan a las arenas</i>	10
✓ <i>Alberta y el exilio venezolano</i>	12
Análisis: ¿De donde aparecerá tanto etanol para abastecer al mercado americano?	13
✓ <i>Brasil intenta competir con EE.UU. en investigación de etanol celulósico</i>	16
✓ <i>Clinton invierte en el etanol brasileño</i>	17
✓ <i>Transporte: Etanol en la planificación europea de reducción de emisiones</i>	18
Geopolítica: Noruega como alternativa del gas ruso para Europa	20
✓ <i>Rusia reivindica la cordillera Lomonosov en disputa con Canadá</i>	22
Colombia en la “nueva era del carbón”	23
✓ <i>El destino de las regalías del carbón</i>	24
Estrategia: Las bombillas incandescentes tienen los días contados	25
Cifras y Notas del Sector	27
✓ <i>ExxonMobil introduce aceite para motor de gas natural de próxima generación</i>	27
✓ <i>ISA se extiende en Centroamérica con préstamo del BCIE</i>	28

China: La “energía más verde es la energía ahorrada”

“*The greenest energy is energy saved*”. El proveedor de productos de energía ABB propone esa noción, demostrando que es el modo más simple y también el mejor de satisfacer las demandas necesarias de energía.

“*China es uno de los mercados de energía más grandes por el número de sus consumidores (más de 1.3 mil millones), con un gran potencial para ahorrar energía*”, dijo Brice Koch presidente de ABB a fines de mayo a China Daily ¹. “*El problema de energía no debería ser solamente preocupación del público y del gobierno, sino también debería motivar a empresas a tomar medidas*”. El gobierno chino incluyó la conservación de energía en 11th Five-Year Plan (2006-10), con un objetivo de reducir el consumo de energía en un 20% por unidad de PBI para 2010. Esto requiere una inversión de 130 mil millones de dólares para duplicar la transmisión y distribución de energía para redes más eficientes y mayor desarrollo rural.

Ma Kai, jefe del National Development and Reform Commission, dijo que la solución de la escasez de energía china requiere fortalecer el control económico con la reducción de los gastos e ineficiencia en las industrias nacionales. Ya en 2006, el primer año del 11th Five Year Plan, el país no encontró su objetivo de cortar el consumo de energía en un 4% por PBI. La industria de energía es el corazón para el éxito del Plan y fundamental para el crecimiento económico del país. Además, el mejoramiento continuo del *lifestyles* de la población contribuye al aumento del consumo de energía.

“*Como líder en transmisión y distribución de energía, estamos dedicados a seguir ayudando a China a alcanzar sus proyectos de ahorro de energía*”, dijo Koch, que considera a la conservación de energía como el corazón del negocio de ABB y la cadena de producción. Dinesh C.Paliwal, presidente de los mercados globales y tecnología de ABB Group y CEO de ABB North America, dijo a China Business Weekly que “*el grupo pondrá más de 100 millones de dólares en China en los próximos años, la mayor parte de esa suma destinada al mercado de conservación de energía*”.

“*Para ayudar a que China alcance sus objetivos de conservación de energía, pensamos en tecnología avanzada, sobre todo en la transmisión y distribución eléctrica, que deberíamos animar y desarrollar*”, dijo Koch. La empresa tiene desde hace varios años sus esfuerzos volcados a la promoción de tecnología de automatización para ayudar a la industria en China “*a mejorar la productividad, la fiabilidad y el ahorro de energía*”. Según Koch, los motores eléctricos más eficientes de ABB ayudaron a los consumidores a ahorrar 2.1 mil millones de kilovatio hora (Kwh.) de energía, el equivalente al consumo anual de 1.5 millones de familias. Los motores eléctricos

¹ “*Watts new*”, China Daily (28/5).

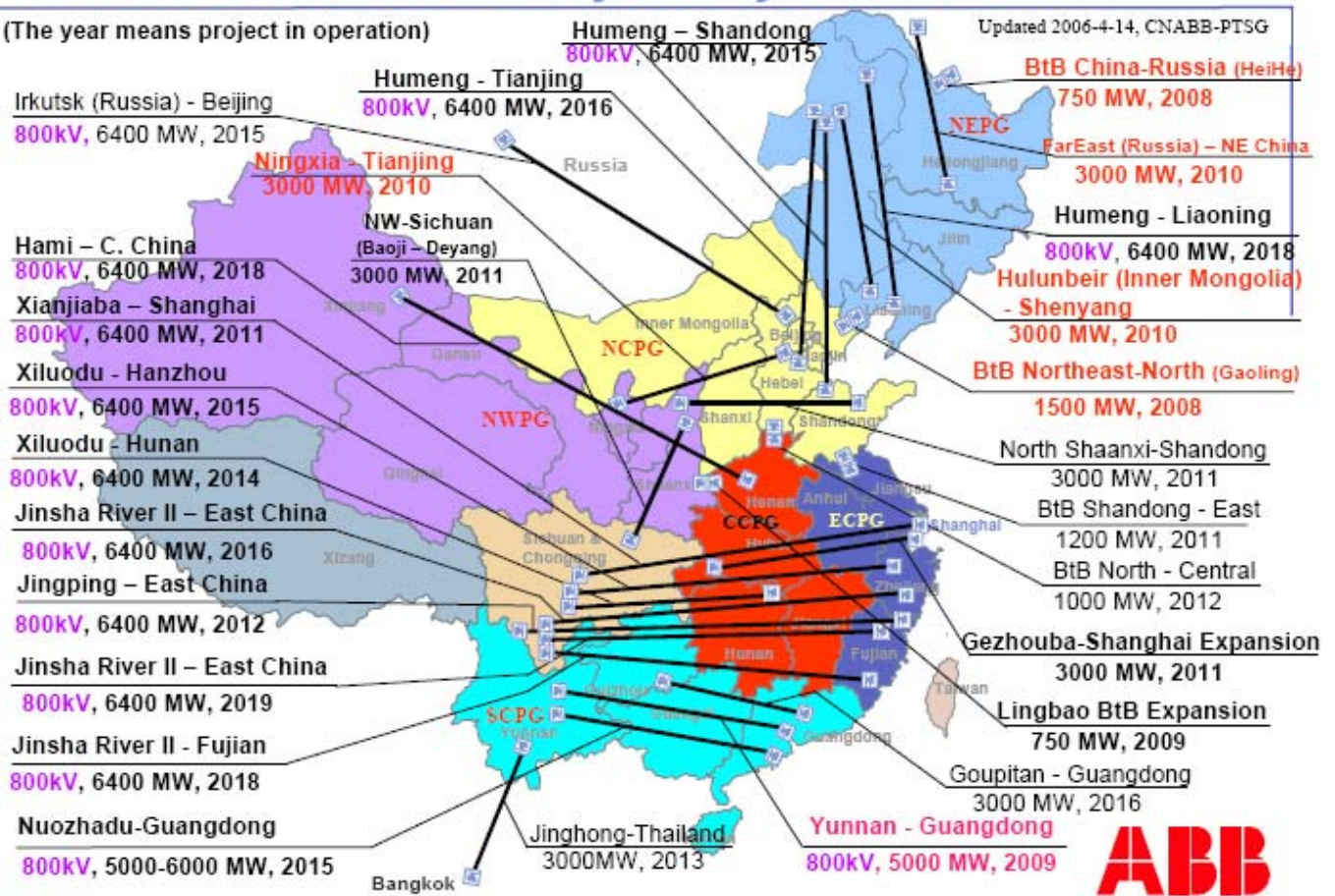
actualmente usados en China que consumen el 60% de energía para las industrias tienen una eficacia estimada en un 10 al 30% más abajo que en los países occidentales.

"La mayor parte funcionan a full speed, sin importar si es necesario o no", dice Koch. "Pero usando ABB's alternating current (AC) drives, los motores no correrán a máxima velocidad todo el tiempo". Con la ABB's AC drive technology, "los consumidores chinos habrían ahorrado 30 mil millones de kwh de energía en los 12 últimos años", dice Koch. "Es el equivalente al consumo de electricidad anual de 21.4 millones de familias, una población más que Beijing, Shanghai, Tianjin y el área urbana del municipio de Chongqing".

Planned Future HVDC Projects by 2020 in China

(The year means project in operation)

Updated 2006-4-14, CNABB-PTSG



28-Aug-06

ABB también está implicado en proyectos estatales claves como el Ferrocarril de Qinghai-Tibet, la presa de las Tres Gargantas, los Juegos Olímpicos de Beijing del año próximo, el sistema de desviación de agua sur-a-norte y proyectos urbanos como el metro. Transmitiendo 6.000 megavatios de energía de la planta hidroeléctrica de las Tres Gargantas al sur de la provincia de Guangdong y Shanghai, el ABB's high voltage direct current (HVDC) hizo ahorrar cientos de megavatios de electricidad y aumentó la eficacia en 2 a 3%, el equivalente con el suministro de energía para casi 468.000 casas.

El grupo energético todavía no está satisfecho por el resultado de la conservación. ABB comenzó el primer laboratorio líder mundial en noviembre pasado para probar la

eficacia de "power superhighways", marcando otro hito para la empresa, que promovió sistemas HVDC hace más de 50 años.

Los sistemas de transmisión *ultra high-voltage direct current* (UHVDC) serán viables para producir electricidad en las regiones remotas de China, India, Brasil y África, donde los enormes recursos de hidroelectricidad permanecen sin explotar. Una conexión de UHVDC de 2.000 kilómetros de largo es un 30% más barato, en parte porque este reduce las pérdidas de electricidad en un 30%. "La tecnología de ABB permitirá a algunas regiones más pobladas del mundo perseguir el rápido crecimiento económico con un impacto ambiental inferior", dijo Bernhard Jucker, jefe de la división de productos de energía de ABB ².

"China e India están signados a ser los principales usuarios de la nueva tecnología pues ellos procuran asegurarse provisiones de energía confiables", dijo Koch. China planifica una línea cada año para la próxima década, cada una con una capacidad de 5.000 a 6.400 megavatios. Basado en el consumo medio de electricidad per cápita, 6400 Mw. UHVDC conectados podrían proporcionar suficiente energía para satisfacer las necesidades de aproximadamente 50 millones de personas en la India, y 14 millones en China. Hay también proyectos para instalar 800 kV líneas de UHVDC en el sur de África y en Brasil.

Koch agrega que ABB introdujo otra tecnología líder mundial para la transmisión de energía en China. "Como sabemos, hay mucho desperdicio durante la transmisión de energía, como verter una cerveza que hecha espuma en un cristal. Usando nuestro sistema de transmisión "FACTS" (flexible AC transmission systems) usted no verá ninguna espuma durante el proceso y ninguna pérdida", dijo Koch

Innovación: Siemens instalará el equipo más perfecto de transmisión de electricidad

La electricidad empezó a utilizarse para transportar energía hace aproximadamente 120 años, y el primer enlace en HVDC se realizó hace más de 50 años, por lo que podemos considerar a la HVDC como una tecnología consolidada, aunque en continua evolución tanto por la electrónica de potencia como por las mejoras tecnológicas de los cables extruidos.

La empresa Siemens establecerá en China el equipo más perfecto de transmisión de electricidad de corriente continua de alta tensión (high-voltage direct current, HVDC): la instalación permitiría transmitir electricidad con una tensión continua de +/- a 800 kV y una potencia de 5000 MW. El valor es de 300 millones de euros (401 millones de dólares) ³.

Según informó Siemens, la compañía eléctrica China Southern Power Grid Company ha encargado a la empresa alemana, junto a otros socios chinos, que construya una red eléctrica entre la provincia de Yunnan (suroeste del país) y la de Guangdong (sur), con una longitud de alrededor de 1.400 kilómetros. Siemens diseñó el sistema completo y suministrará los principales componentes para estas infraestructuras, que se utilizarán para abastecer energía, desde Yunnan, a la región industrial y a las grandes ciudades de la provincia de Guangdong. "Este importante pedido muestra que las innovation investments valieron la

² "ABB opens era of power superhighways", abb.com, (15/11/2006).

³ "Tension renforcée pour la transmission électrique", Enerzine, (29/6).

pena. Esta es la quinta orden de HVDC de China", dijo el Dr. Udo Niehage, presidente de Siemens Power Transmission and Distribution Group (PTD)⁴

El primer HVDC en China fue el "Ge-Sha" que interconector que unió Gezhouba y Shanghai (1200 MW, +/- 500 kV en una distancia de 1040 kilómetros), que entró en operación en 1989. "Tian-Guang", el segundo proyecto, que está en servicio desde junio de 2001, une Tianshengqiao en el sudoeste de China con Guangzhou (1.800 MW, +/- 500 kV en más de 960 kilómetros). El tercer proyecto, el "Guizhou-Guangdong I" interconecta Anshun en la provincia de Guizhou y Zhaoqing en la provincia de Guangdong (3.000 MW, +/- 500 kV en cerca de 940 Km.) entró en operación a finales de septiembre de 2004. El número cuatro es el proyecto "Guizhou-Guangdong II" (3000 MW +/- 500 kV en 1225 Km) que entrará en servicio a finales del presente año.

La excesiva subida de la demanda de energía en los centros industriales de China hace que las enormes cantidades de electricidad tengan que transportarse a distancias de miles de kilómetros. "HVDC es el único método de transmisión oportuno, tanto en términos de tecnología como de eficacia, e este área somos líderes tecnológicos", dijo. La electricidad adicional de la provincia de Yunnan es requerida para suministrar a las regiones de amplio crecimiento industrial del delta del río Pearl en la provincia de Guangdong y en las *megacities* de Guangzhou y Shenzhen.

China es el país asiático en el que crece más rápido el mercado de transmisión y distribución de energía y se convertirá en el mayor mercado mundial de transmisión de corriente continua de alto voltaje en los próximos 20 a 30 años. La creciente necesidad energética en China hace necesario el transporte de grandes cantidades de energía a miles de kilómetros de distancia y agregó que esto sólo es sensato, desde el punto de vista técnico y económico, a través de redes de corriente continua de alto voltaje.

Para transportar en largas distancias las potencias más importantes, es preferible por razones técnico-económicas adoptar un enlace de corriente continua en detrimento de un enlace alternativo clásico (HVAC). Además, la tensión elevada permite un transporte más perfecto con pérdidas mucho más débiles.

Las precedentes líneas HVDC desarrolladas por Siemens correspondían a una tensión máxima de 500 kilovoltios y una potencia de 3000 MW, y la futura instalación sería un avance tecnológico notable. Además se trataría de una instalación "limpia" porque en la provincia de Yunnan, la energía proviene de centrales hidroeléctricas, lo que permitiría ahorrar más de 30 megatonnes de CO2 al año con relación a las centrales con energías fósiles.

China planifica cubrir el 26% de su demanda de energía con hidroelectricidad y el 60% con plantas encendidas a carbón para 2020. Lamentablemente la distribución de los recursos de energía eléctrica de China y los centros de consumo están extremadamente desequilibrados. Ahora China escogerá la larga distancia y amplia capacidad de transmisión de Oeste al Este así como la del Norte al Sur como plan estratégico. En el periodo de 2005 a 2010 es importante para lanzar proyectos de Ultra High Voltage (UHV) en China. Por ejemplo con $\pm 800\text{kV}$ UHVDC de larga distancia con capacidad de transporte grande (5400-6200mw)⁵

Una de las razones de este contrato con Siemens es que utiliza thyristors⁶ foto-sensibles que se revelan particularmente fiables para proteger los equipos contra las sobre

⁴ "Siemens awarded order worth more than 300 million euros by China to construct the high-voltage DC link with the world's highest ever power capacity", WebWire, (11/6).

⁵ www.ptd.siemens.de/artikel0405.pdf

⁶ El tiristor es un componente electrónico semiconductor que utiliza realimentación interna para producir una conmutación y que se emplea generalmente para el control de potencia.

tensiones. Otro interés del HVDC es el control del tránsito de potencia entre las dos partes de una red eléctrica. Además, el HVDC reaccionan como un "pare-feu" (denominación que utilizan los franceses: cortafuegos) automático desde la aparición de las averías de la red y puede así impedir los apagones generales.

En conjunto con los socios chinos, Siemens diseña el *complex HVDC system* y suministra los principales componentes del HVDC. Además Siemens apoya a sus socios chinos en el diseño y la fabricación de componentes HVDC.



Nuevos desafíos para sistemas de transmisión:

*Aspectos importantes para la perspectiva de los países emergentes

*Volumen confiable de transmisión de energía en distancias más largas.

*Relación calidad-precio

El término tiristor deriva del griego y significa puerta, pues este tipo de dispositivo permite la apertura o cierre del paso de la corriente.

<http://en.wikipedia.org/wiki/Thyristor>

- *Impacto ambiental mínimo
- *Ayuda al desarrollo económico de nuevas áreas.
- *Cortes de energía y blackouts, intolerables para el crecimiento económico
- *Aumento de la eficacia de la red eléctrica.
- *Calidad de energía.

Análisis: Boom de las oil sands, el incremento de los royalties y los crecientes costos

**Fort Hills será más costosa que el proyecto de petróleo y de gas Sakhalin-2, cuyo costo ronda los 22 mil millones de dólares. Con la inclusión de todos los gastos, el precio total sería de 33,4 mil millones de dólares canadienses.*

Las compañías petroleras mundiales dieron un golpe importante en la política fiscal canadiense. En los últimos cinco años, Canadá es el único país productor significativo de petróleo y de gas en reducir su parte de los ingresos de petróleo, dijo un nuevo estudio de la consultora británica Wood Mackenzie⁷.

Muchas otras jurisdicciones ricas en petróleo, entre las que se incluye Gran Bretaña y Alaska, aumentaron considerablemente su participación en la torta de ingresos generada por los elevados precios globales del crudo. Pero como consecuencia de los cortes a las tasas impositivas federales corporativas introducidas por el antiguo gobierno liberal, las empresas petroleras vieron su *tax bite* reducida, en relación con sus ingresos totales.

"Lo que se vio es un número de países que introdujeron impuestos adicionales a las compañías petroleras para conseguir un rédito superior ante los precios recientes del crudo", dijo Graham Kellas, vicepresidente de economía petrolera de Wood Mackenzie. "Pero lo que ocurrió en Canada es que las tasas impositivas para las empresas para hoy y para el futuro son inferiores que cuando los precios del barril comenzaron a elevarse".

Kellas presentó sus conclusiones iniciales sobre los impuestos y las *royalty rates* en Newfoundland y Labrador en una conferencia de la industria en St. John's. Kellas no

⁷ "Oil rises, Canada's take doesn't", Globe and Mail, (26/6)

informó sobre las tarifas en Alberta u otras provincias productoras, pero dijo que ninguna de ellas aumentó sus royalties o impuestos para compensar la baja federal.

En el caso de Newfoundland, la participación del gobierno en los ingresos petroleros se incrementó un 5%, de 55% a 60%. Newfoundland exige ahora una mayor parte de los ingresos de los futuros proyectos, y Alberta considera cambios en su régimen de royalties. Aquí hay que tener en cuenta que las áreas tienen diferentes costos y perfiles de riesgos. Los analistas sostienen que aunque las provincias aumenten sus royalties, los inversionistas se quedarían.

En Alberta, el gobierno emprende una revisión formal de su régimen de royalties, pero la industria argumenta que enfrenta crecientes costos -tanto para encontrar nuevas reservas como *capital-intensive* para los proyectos de arenas bituminosas. La Canadian Association of Petroleum Producers advierte que los esfuerzos de los gobiernos para aumentar los ingresos de la producción de petróleo y de gas podrían reducir la inversión.

El vicepresidente de CAPP, Brian Maynard, reconoció que la industria petrolera se beneficia de los recortes fiscales, como lo hizo todo el Canadá corporativo. Pero dijo que el gobierno simplemente reconoce la necesidad de que régimen fiscal canadiense sea competitivo. La industria desarrolla actualmente proyectos de altos costo, desde los offshore, las oil sands a los depósitos de gas natural no convencional. Sus retornos de capital en Canadá demora la rentabilidad de muchas otras jurisdicciones, añadió.

El "*state take*" (término que denomina lo que toma el Estado) de los proyectos offshore en Newfoundland es actualmente el equivalente con el Mar del Norte para Gran Bretaña y el Golfo de México para Estados Unidos pero es mucho más inferior que países como Rusia, Nigeria y Angola.

El premier de Newfoundland batalla con las compañías petroleras internacionales en su insistencia de que la provincia una parte más grande de los ingresos de los futuros proyectos, incluyendo el proyecto Hebron, de 5,2 mil millones de dólares, que está retrasado indefinidamente.

Satirizado como "Danny Chávez", por el presidente de Venezuela Hugo Chávez, Williams fue criticado con ferocidad por la industria petrolera y entre comentaristas de negocios por su insistencia de mayores royalties para la provincia y una participación propia en todos los desarrollos futuros. Pero Kellas afirma que Williams es simplemente el reflejo de una tendencia global -aunque ausente en Estados Unidos y Gran Bretaña- de exigir una participación estatal en los proyectos de petróleo y de gas. Su acercamiento es similar al de los productores del Mar del Norte, como Noruega. "*La introducción de la participación del gobierno en Newfoundland y Labrador puede ser nueva en la región, pero es una práctica standard en otros lugares*", dijo el estudio de Wood Mackenzie.

Por otra parte está, los costos de desarrollo de los principales proyectos de oil sands de Alberta que se mueven en una espiral cada vez más alta, como lo constató el consorcio Petro-Canadá en su primera etapa del desarrollo de Fort Hills que costará 14,1 mil millones de dólares⁸.

El proyecto, el desarrollo individual más caro propuesto en las arenas petroleras, incluye la construcción y modernización de una mina de oil sands que producirá 140.000 barriles por día de crudo sintético para el segundo cuarto de 2012. La segunda etapa, de ser aprobada, sería de un tamaño similar y estaría operacional para 2014, en un costo de 12,1 mil millones de dólares. **Fort Hills será más costosa que el proyecto de petróleo y de gas Sakhalin-2**, cuyo costo ronda los 22 mil millones de dólares. Gazprom acordó adquirir una participación mayoritaria en el proyecto en diciembre pasado a Royal Dutch Shell y un conglomerado de socios japoneses.

⁸ "*Costs on the rise in oil sands*", The Globe and Mail, (29/6)

Las estimaciones de los costos excluyen gastos preliminares de la ingeniería e inversiones de terceros en áreas como las tuberías, generación de energía y campos de trabajo, dijo Neil Camarta, vice presidente de petróleos no convencionales de PetroCanadá. *"Incluyendo esos gastos, el precio total sería de 33,4 mil millones de dólares canadienses"*.

Los observadores de la industria esperaban con mucho interés una cifra estimativa de los costos del consorcio Fort Hills, que incluye a las empresas UTS Energy con sede en Calgary y la minera Teck Cominco Ltd, con sede en Vancouver, con el desarrollo que será un indicador de los nuevos costos que tendrán los principales proyectos de *on stream* en las sobrecalentada economía de Alberta.

La fase inicial dejará retornos de 8,2% con el barril vendido a 45 dólares el barril. El retorno saltará a un 112% con el petróleo a 60 dólares. *"En un principio, este no parece ser un proyecto de retornos altos"*, dijo Jim Hall, que maneja 900 millones de dólares canadienses para Mawer Investment Management con sede en Calgary, incluyendo 500.000 en participaciones de PetroCanadá. *"Ellos van a tener que sharpen their pencils (afilar los lapices) para mejorar los retornos"*. *"Reconocemos totalmente que la ejecución de arriesgada del proyecto, pero creemos que con la prudente planificación y el management, nosotros podemos mitigar esos riesgos y entregar un proyecto que producirá retornos sólidos durante un largo periodo"*, dijo Ron Brenneman, presidente y chief executive de Petro-Canadá.

"El primer mensaje es que conseguimos (con el anuncio) es que estas empresas están dispuestas a seguir adelante con los altos niveles de costos de las oilsands porque creen que los precios del petróleo seguirán altos", dijo Mike Tims, presidente de Peters & Co. *"Esto lleva a reflexionar sobre como las empresas petroleras intentan desenfrenadamente obtener reservas"*, señaló⁹.

A pesar del alto número total –sostiene The Globe and Mail-, los costos del desarrollo para llevar a cabo un proyecto de esta naturaleza en el clima presenta es similar a las expectativas de los analistas, es decir, aproximadamente 100.000 dólares por barril al día de producción de crudo fluido. *"[La estimación] está en línea con nuestros números y estamos contentos de que haya ninguna sorpresa"*, dijo Chris Feltin, analista de Tristone Capital, en una research note. El mismo Feltin, afirma en Bloomberg¹⁰ que el suministro de Canadá es seguro. *"Mire la gente que abandonó esta semana Venezuela (...) no me sorprendería ver a Exxon y Chevron tratar de conseguir una posición más grande en las oil sand ahora"*.

Mientras el número de 14.1 mil millones (subrayando que este costo es sólo para la primera etapa) incluye las contingencias para la inflación, ahora el desafío de Petro-Canadá es evitar la necesidad de revisar más lejos la estimación. Los proyectos de minas de oil sand de Alberta de otras firmas se excedieron en el presupuesto considerablemente, como es el caso de la expansión de la tercera etapa de Syncrude y su facility en Athabasca que cuesta eventualmente el doble de las estimaciones iniciales de 4,1 mil millones. Fort Hills fue la primera en presentar los costos de largo plazo (para las dos primeras fases), un paso que otros estuvieron poco dispuesta a tomar debido a la volatilidad de los costos.

Costos de la oil sands

⁹ "PetroCan, partners sink \$33.4B into oilsands", National Post, (29/6).

¹⁰ "Petro-Canada Plans C\$26.2 Billion Oil-Sands Project", (28/6)

Trabajo: Con más proyectos en pie (aproximadamente 125 mil millones de dólares durante la próxima década), una escasez de trabajadores cualificados impulsa costos más altos.

Equipos y materiales: No sólo son los precios del acero y de los pipelines que crecieron, el auge petrolero de Alberta creó necesidad de más infraestructura como caminos, utilidades, servicios cívicos, etc.

Rivalidad Global: El auge petrolero de Alberta es un microcosmo en el mercado energético global, habiendo escasez de equipos y *labour scarce* en todo el mundo.

Dólar canadiense: Un dólar más alto significa que mientras es más fácil para las empresas canadienses comprar en el exterior, ellos ponen menos por lo que venden.

Otras amenazas: Las empresas temen que paguen royalties más altos después de la revisión actual de Alberta, cuya decisión será conocida a finales de agosto.

Statoil y China National Petroleum Corp se vuelcan a las arenas

Las arenas bituminosas de Alberta serán el "*centrepiece*" de la expansión internacional de Statoil. Statoil, que es controlada por el Estado y una de las empresas públicas de comercio de energía más grande del mundo, cerró un *cash deal* de 2,2 mil millones de dólares para comprar American Oil Sands Corp, un emprendimiento privado que era controlado por la empresa de Calgary, Paramount Resources Ltd.¹¹.

Statoil espera producir más de 200.000 barriles de betumen por día para 2020 con una inversión que ronda los 15 mil millones de dólares para reforzar el total de la producción. "*Este es un proyecto enorme*", dijo Geir Jossang, presidente de Statoil Canada Ltd. y anteriormente jefe de negocios de la empresa en Medio Oriente. "*Sin duda en nuestro portfolio internacional, este va a ser muy importante y un high-focus project*".

Como otras compañías petroleras internacionales, Statoil lucha por encontrar nuevas reservas ante el desvanecimiento de las *cornestones* (piedras angulares). La empresa combate por caída del 15% su producción petrolífera offshore en Noruega desde 2004 a 2006. En ese lugar fue el descubrimiento de petróleo que condujo a la creación de Statoil a principios de los años 70. En 2006 su producción fue de 1.14 millones de barriles de petróleo y gas natural por día, un 2% más bajo que en 2005 (1.17 millones por día).

La producción de los activos internacionales representa la mayor parte de la producción total de Statoil, elevándose en 15,5% en 2006, en relación al 10,4% de 2004. Otra área clave internacional es el Golfo de México, donde Statoil comenzó a trabajar en 2004 y luego invirtió 2 mil millones de dólares para comprar activos de EnCana Corp. en la región. Statoil aspira a extraer 100.000 barriles por día del Golfo para 2012.

¹¹ "*Canada key to Statoil's international expansion*", The Globe and Mail, (28/6).

Statoil estuvo desde hace tiempo buscando llegar a acuerdos por las oil sand y silenciosamente abrió una oficina en Calgary hace más de un año. El esfuerzo ocurre en el mismo momento que Statoil y otros como Exxon Mobil están sometidos a grandes dificultades en Venezuela, donde las empresas operaban proyectos de crudo pesado similares a los petróleos canadienses.

La semana pasada, Statoil abandonó oficialmente su operación de 200.000 barriles por día del proyecto Sincor en Venezuela, donde tenía una participación del 15%, recortada luego a un 10% (mientras que PVDSA aumenta su participación hasta el 60 por ciento y la de la francesa Total se reduce del 47 al 30,3 por ciento). Jossang dijo que existe poca conexión entre el abandono de Statoil en Venezuela y la expansión en Canadá. "*Pero mi impresión es que Canadá es observada por todos en estos días*", afirmó. "*Hay mucho interés por desarrollarnos allí*".

El proceso de desarrollo de las oil sand tiene que ser investigado por Statoil. La empresa observará varias posibilidades durante la etapa de ingeniería así como el tipo de tecnología de extracción exacta para usar y la posibilidad de emplear equipos de captura de emisiones de dióxido de carbono.

Statoil, que tiene su parcela al Sur de Fort McMurray, planea tener un proyecto de demostración de 10.000 barriles de betumen por día listo para 2010. La empresa planea perforar pozos e inyectar vapor para recuperar el betún, un proceso conocido en el business como SAGD, una técnica que se hace más frecuente ante la mejora tecnológica.

Otro player, China National Petroleum Corp se transformó en la primera firma china en controlar un proyecto de las oil sand canadienses después de ganar los derechos de exploración por los recursos de Alberta¹². El productor de petróleo más grande de China se aseguró los derechos de exploración de 11 secciones con un área de 258.6 kilómetros cuadrados. El acuerdo, esperado tarde o temprano proporcionará 220.000 barriles de crudo diario, es el primer caso de una firma china que toma una participación mayoritaria en un proyecto de arenas bituminosas canadienses.

En 2005, China National Offshore Oil Corp adquirió una participación del 16,69% de la canadiense MEG Energy Corp por 150 millones de dólares. Luego pudo obtuvo un arrendamiento de oil sand en 52 secciones que totalizan 32,800 acres en Alberta. Otra china Sinopec, la mayor refinadora de Asia, pagó 150 millones de dólares canadienses por un interés del 40% en un joint venture para producir crudo sintético de la región occidental de Canadá. Petrochina también tiene un acuerdo preliminar para comprar la mitad del crudo transportado por la firma canadiense Enbridge Inc, por la tubería Gateway, que será inaugurada en 2014 y llevará el crudo de las oil sand a la costa del Pacífico canadiense.

"*Estos movimientos muestran claramente nuestra determinación sincera de participar en el desarrollo del petróleo de arena*", dijo Zhang Xin, director general para asuntos externos de CNPC en la Canada-China Economic Co-operation Conference desarrollada recientemente en Edmonton.

Poco antes de la compra del proyecto de CNPC, el diario canadiense The Globe and Mail¹³ sostuvo que la compañía petrolera china parece haber hecho una adquisición anónima por medio de un *land agent* (agente de tierra), registrándola con el nombre Alberta Energy no demostrada en los número de la empresa. En una entrevista con el diario canadiense, Zhang minimizó la importancia de la adquisición, diciendo que es tan pequeño que podría considerarse como "*sin significado*". Los arriendos comprenden un área de 258.6 kilómetros cuadrados y contienen una base de recursos estimada en 1.97 mil millones de barriles de crudo, aunque sólo una fracción es recuperable, añadió. "*Esto demuestra nuestro*

¹² "CNPC wins Canada oil sands exploration rights", The Economic Times,(29/6).

¹³ "China leases a bit of Alberta's oil match", The Globe and Mail (22/6)

interés, pero tenemos que hacer muchos más estudios para conseguir información sobre la tecnología, las leyes, las regulaciones y el medio ambiente".

Alberta y el exilio venezolano

Para hacer frente a más de 800 mil solicitudes de inmigración, que siguen pendientes de resolución a causa de un sistema de puntuación bastante complicado, algunos empleadores canadienses están revisando el programa de permisos de trabajadores temporales. Dichos permisos, a diferencia de Estados Unidos, se aprueban más rápidamente para satisfacer la demanda de algunas industrias que requieren mano de obra calificada con urgencia. Pero en la rica provincia petrolera y gasera de Alberta, al oeste, Canadá, la situación es distinta porque la creciente demanda de hidrocarburos a escala mundial la ha convertido en uno de los destinos más cortejados por la industria petrolera que deberá satisfacer la duplicación de la demanda a lo largo de los próximos ocho años.

Lo que se ha traducido, según la prensa, en una febril actividad de las empresas constructoras y firmas petroleras que, según comentarios públicos de La Canadian Association of Petroleum Producers, ya están enfrentando insuficiencia de trabajadores "Estudios elaborados por el gobierno de Alberta indican que la provincia podría quedarse corta de unos 100 mil trabajadores a lo largo de la próxima década", publicó la semana pasada el diario The New York Times en su primera plana¹⁴. Esto, según personal de la firma Dunkin & Craig de Edmonton, la capital de Alberta obligaría a los ingenieros, profesionales y obreros altamente calificados del sector petrolero a presentar un examen ante la Asociación de Ingenieros de Alberta que los calificaría como tales.

Muchos veteranos venezolanos de yacimientos petrolíferos tomaron posiciones en refinerías canadienses con salarios de 100.000 dólares al año. Los jefes canadienses aprecian la capacidad de los venezolanos de aplicar las técnicas promovidas en Sudamérica, donde los yacimientos petroleros de la región del Orinoco en Venezuela son extraídos como las goeey (pegajosas) arenas bituminosas de Alberta¹⁵. Muchos afirman que fueron purgados después de una larga huelga en 2002 en Petróleos de Venezuela SA..

La pérdida de tantos trabajadores expertos golpeó a PDVSA con fuerza. Desde que Chávez asumió el poder en 1999, la producción petrolera de Venezuela -según las estadísticas del gobierno estadounidense- está abajo de los 2,4 millones de barriles por día, de los 3,1 millones de barriles por día, a pesar de los altos precios (Venezuela continuamente acusa a EE.UU. de subvalorar la producción de PDVSA).

Venezuela's loss is Alberta's gain. Con la industria petrolera de la provincia permanentemente con pocos trabajadores calificados, las empresas petroleras reclutan profesionales en el exterior. Champion Technologies of Calgary, que tiene una unidad que perfora en la región petrolera del Orinoco, trajo empleados al norte.

El gigante de las arenas bituminosas, Suncor Energy Inc., tiene casi 100 profesionales venezolanos en su nómina. Jacobs Canada SA, la unidad local de la compañía

¹⁴ "Canada's Policy on Immigrants Brings Backlog", The New York Times, (27/6).

¹⁵ "Fleeing Chávez, Oil Workers Flock To Frigid Alberta", The Wall Street Journal, (26/6).

de ingeniería estadounidense, envió a equipos de "headhunters" (cazatalentos) a Caracas para entrevistar a docenas de veteranos de PDVSA.

La remota Fort McMurray, a 476 millas al norte de Calgary, es un punto de entrada para las familias petroleras que buscan el asilo canadiense. Hay muchos empleos disponibles. Cuando el desarrollo de las oil sand comenzó en 1967, la ciudad tenía solamente 4.000 personas. Ahora tiene 65.000 residentes, incluyendo 200 familias venezolanas (hace un año tenía 30).

Análisis: ¿De donde aparecerá tanto etanol para abastecer al mercado americano?

"So, don't expect the ethanol binge to stop any time soon. An ethanol-induced hangover is sure to follow".

La semana pasada, el Senado de Estados Unidos sancionó la nueva ley del etanol dentro del Energy Bill, que tendrá enorme impacto sobre el mercado mundial de bioenergía. En ese marco, quedó definido que Estados Unidos tratarán de garantizar en 2022 la oferta de 36 mil millones de galones anuales de etanol (alcohol) para contribuir en la sustitución de los derivados del petróleo en el transporte. En 2006, la producción mundial de etanol sobrepasó 13 mil millones de galones. Estados Unidos y Brasil producen cerca de 4,5 mil millones de galones por año cada uno. Proveer los 36 mil millones de galones para 2022 implicar ampliar en ocho veces la oferta de 2006. La pregunta siguiente es saber de donde aparecerá tanto etanol.

El énfasis principal será el desarrollo de un medio de desarrollo *cost-effective* para producir etanol no comestible como la celulosa, para sustituir a la gasolina -un objetivo clave de la "President's Advanced Energy Initiative", anunciada por el presidente Bush en el Estado de la Unión del 2006¹⁶.

Hoy casi todo el etanol producido en Estados Unidos con maíz, cultivo que, en 2005, recibió 9,4 mil millones de dólares en subsidios. La producción anual alcanza a 10,5 mil millones de bushels. Si todo la producción de maíz fuera canalizada a la producción de etanol, a la proporción de 2,7 galones por bushel, los americanos conseguirían producir sólo 28,4 mil millones de galones de etanol. O sea, a los números actuales, faltarían 7,6 mil millones de galones. Es probable que consigan aumentar el área plantada y también la productividad del maíz. Pero será indispensable que la mayor parte de la producción continúe destinada a alimentación humana, a la producción de ramos y al procesamiento industrial.

¹⁶ U.S. Department of Energy's Genomics:GTL Bioenergy Research Centers
<http://genomicsgtl.energy.gov/centers/brcfactsheet.pdf>

El antiguo director de la CIA, James Woolsey está entre los mayores vociferadores del combustible. En 1999, en un artículo publicado por el Foreign Affairs¹⁷, él y el senador republicano de Indiana, Richard Lugar escribieron que el etanol celulósico "*democratizaría el mercado mundial de combustibles*".

Desafortunadamente, la locura por etanol no está limitada al congreso. El candidato a presidente y antiguo senador John Edwards, demócrata, declaró que Estados Unidos debería producir 65 mil millones de galones de etanol y otros biocarburos por año para 2025. Y cada candidato presidencial -incluido el ethanol heretic John McCain, republicano- está *genuflecting in front of the ethanol altar*.

Para no intercambiar una dependencia por otra, los americanos imaginan que podrán producir etanol a partir de la celulosa, cuya materia prima pueden ser los restos de madera, de cereales, el *switch grass*, que es subrayado en los discursos del presidente Bush sobre el tema. El problema es que nadie sabe a partir de cuando se podrá contar con la producción de etanol de celulosa. Las investigaciones están siendo desarrolladas tanto en Estados Unidos como en Brasil, pero no prometen resultados antes de 5 a 7 años.

Aunque esa tecnología sea comercialmente aprovechable, será preciso garantizar áreas agro cultivables. En un artículo de la revista americana Slate¹⁸ cita cálculos de John Deutch, ex director de la CIA y hoy profesor de Química en Massachusetts Institute of Technology (MIT), de Boston, según los cuales la producción de 22 mil millones de galones de etanol por año a partir de switch grass exigirá área de 25 millones de acres (100 mil km²), igual a la superficie del Estado de Kentucky o a un 5% del área cultivable de Estados Unidos. "*El etanol celulósico no tiene una tecnología de producción económica probada*". Pero incluso si existe esa tecnología, no hay suficiente tierra, no suficiente agua, no suficiente infraestructura de transporte para proporcionar la cantidad de combustible que el Senado confiere por mandato.

Un estudio *peer-reviewed* sobre combustibles alternativos será publicado esta semana por Jan Kreider, profesor de ingeniería de la Universidad de Colorado en Boulder, que considera que como el etanol de maíz, el etanol celulósico produce minúsculos beneficios a la nueva energía neta. El paper de Kreider será publicado por la American Society of Mechanical Engineers como parte de la conferencia 2007 sobre energías sustentables

Mientras tanto, el departamento americano de energía seleccionó tres centros en el marco de la iniciativa de bioenergías. Este programa pretende dotar a los centros de investigación de las universidades nacionales y las empresas privadas, de un financiamiento unitario de 125 millones de dólares en 5 años para conducir investigaciones avanzadas en biocarburos. El Departamento también está interesado en apoyar investigación dirigida a otros biocarburos de biomasa, incluyendo biodiesel, biocombustibles para aviación, y biológicamente basado en hidrogeno y otros combustibles de *sunlight* (de luz del sol).

Los centros de investigación contratarán investigación básica sobre energía relacionada con sistemas de plantas y microbios, persiguiendo una rango de high-risk, acceso de altos retornos para encontrar soluciones de desarrollo de energía eficientes y métodos *cost-effective* para producir combustibles alternativos de la biomasa, incluyendo no sólo de etanol celulósico, pero también potencialmente el biodiesel, biocombustibles para aviación, hidrógeno y metano. El objetivo de los nuevos Bioenergy Research Centers será dar un ímpetu mayor y un foco de desarrollo al conocimiento utilizable para avanzar en estrategias en base a biotecnologías para la producción de biofuels y en última instancia conducirá a desplegar tecnologías de economía de energía a nivel nacional.

Los procesos biológicos jugaron un papel clave en la producción de los combustibles fósiles tan críticos como la demanda de energía actual. Los combustibles

¹⁷ "*The New Petroleum*", Foreign Affairs, Edición enero-febrero.

¹⁸ "*The Great Corn Con*", Slate Magazine, Robert Bryce, (26/6)

fósiles son derivados sacados de biomateriales atrapado bajo los sedimentos de los mares antiguos por una serie de acontecimientos biológicos. Hace millones de años, la mezcla de calor, presión, y otros factores transformaron el biomaterial en combustible fósil. Con innovaciones biotecnológicas, la biología puede jugar un papel importante en la producción de combustibles de gran energía¹⁹.

Las plantas y los microorganismos fotosintéticos son expertos en la cosecha de energía química de luz solar -virtualmente inagotable suministro de energía. Con sus capacidades fotosintéticas y metabólicas, los sistemas biológicos pueden ser usados para satisfacer una mayor parte de la demanda de energía.



Bioenergy Science Center (BESC), de la que es autoridad el Oak Ridge National Laboratory (Tennessee) y las instituciones socias: Georgia Tech, la National Renewable Energy Laboratory, University of Georgia, University of Tennessee, Dartmouth College, ArborGen, Diversa Corporation, Mascoma Corporation, Samuel Roberts Noble Foundation, Brookhaven National Laboratory.

¹⁹ Genomics: GTL Bioenergy Research Centers
<http://genomicsgtl.energy.gov/centers/smGTLBRCWhitepaper.pdf>

Este centro gozará del apoyo de 65 millones de dólares de Estado de Tennessee, 40 millones de los cuales estarán destinados a la construcción de una planta piloto de bioetanol celulósico, con una capacidad anual de 5 millones de galones.

Great Lakes Bioenergy Research Center (GLBRC), coordinado por la Universidad de Wisconsin, Madison y las instituciones socias: Michigan State University, Pacific Northwest National Laboratory, Lucigen corporation, University of Florida, Oak Ridge National Laboratory, Illinois State University, Iowa State University. El estado de Wisconsin apostará una subvención de 104 millones de dólares, entre las que habrá 100 millones para la construcción de un edificio dedicado a las bioenergías en el campus de la universidad de Wisconsin.

Joint Bioenergy Institute, coordinado por Lawrence Berkeley National Laboratory y las instituciones socias: Sandia National Laboratory, el Lawrence Livermore National Laboratory, la Universidad de California (Berkeley et Davis), Stanford University. Este financiamiento vendrá a completar las inversiones considerables del Estado de California y de los operadores privados (principalmente BP) realizadas en Berkeley por el EBI (Energy Biosciences Institute)²⁰

La conclusión es que está abierto un enorme mercado para el etanol. Estados Unidos tiene una política proteccionista para el producto.

Brasil intenta competir con EE.UU. en investigación de etanol celulósico

Shell negocia asociaciones en Brasil para desarrollar investigaciones con el alcohol celulósico. En Brasil, ya desarrollan investigaciones en esa área Petrobras, Centro de Tecnologia Canavieira (CTC) y Dedini. “*Shell recoge mundialmente alternativas para alcanzar el equilibrio energético, principalmente con biocombustibles de segunda generación*”, afirma Adriano Dalben, director de suministro de Shell²¹.

En ese proceso, dice, Brasil y Estados Unidos tienen el mayor potencial de aprovechamiento de biomasa, en función del volumen producido de caña y maíz, respectivamente. “*La empresa vive un proceso de cambio estratégico, que incluye la creación de plantas-piloto para el desarrollo de etanol celulósico*”.

Desde 2006, Shell inició un programa de estudios en el área, con la formación de asociaciones en Canadá y Alemania. En Canadá, la empresa y un grupo de inversores formaron un joint venture para la fundación de Iogen²², empresa de biotecnología enfocada al desarrollo de biocombustibles a partir de la biomasa. Inicialmente, la empresa promueve investigaciones con paja de trigo, maíz y otros granos. Shell es uno de los mayores distribuidores de biocombustibles en el mundo, habiendo comercializado más de 2,5 mil millones de litros de etanol en 2006.

²⁰ Departamento de Energía de EE.UU., <http://www.energy.gov/news/3872.htm>

²¹ “*Shell mira álcool celulósico no Brasil*”, Valor, (29/6).

²² www.iogen.ca, Iogen is a world leading biotechnology firm specializing in cellulose ethanol - a fully renewable, advanced biofuel that can be used in today's cars. Iogen also develops, manufactures and markets enzymes used to modify and improve the processing of natural fibres within the textile, animal feed, and pulp and paper industries.

En Petrobras, los estudios ganaron aliento en 2004. Por medio de Cenpes, su centro de investigaciones, la estatal desarrolla la ruta tecnológica de aprovechamiento de residuos agro industriales (bagaço) en sociedad con las universidades federales de Río de Janeiro, de Brasilia y de Amazonas. Esta “ruta tecnológica” consiste en la quiebra de las moléculas de celulosa y de hemicelulosas en azúcares, que entonces pasan a ser fermentados por hongos.

La planta piloto que comenzó a operar en junio se quedará en las instalaciones de Cenpes. El proyecto está en fase de investigación, e inmediatamente pasará a la etapa de ajuste tecnológico fino. La expectativa es producir en escala industrial a partir de 2008, según Sillas Oliva Filho, gerente de comercio de alcohol de Petrobras. En esta ruta tecnológica, Cenpes ya depositó dos patentes con tecnologías innovadoras. Y. Según Oliva, el centro viene avanzando en la productividad del proceso, con aumento a cerca de 220 litros de etanol por tonelada de bagaço. El aporte en ese frente forma parte del monto total de 40 millones de reales por año que Cenpes invierte en biocombustibles.

Se estima que, a pesar de que crecieron, las inversiones en el área en Brasil aún representan menos del 5% del total aplicado en Estados Unidos, que ya supera los 500 millones de dólares por año. En el caso de CTC (mantenido por casi 150 fábricas del país). La quiebra de la celulosa para la producción de alcohol puede ser hecha con cualquier materia prima vegetal lo que en la práctica, abre un abanico de opciones, del bagaço hasta astillas de madera. Pero, en Brasil, la ventaja es realmente el bagaço, debido a la oferta abundante.

Mozart Schmitt de Queiroz, gerente de desarrollo energético de Petrobras, recuerda que la estatal ya hizo alcohol a partir de mandioca entre 1978 y 1983 y produce, hasta hoy, alcohol de babaçu en Maranhão. Otras fuentes en análisis para la producción de etanol celulósico son las tartas de ricino, piñón-manso y soja. La base de la "tarta" es la sémola producida en el proceso de aplastamiento de la baya para la extracción de óleo. Según Queiroz, la expectativa de Petrobras es implantar la primera fábrica-piloto de fabricación del etanol ligno-celulósico a partir de otras materias-primas en 2010.

Otra que está en carrera es la americana Alltech. Con actividades en Brasil, la multi investigación en los Estados Unidos y en México, el uso de la enzima Alzyme SSF (Solid State Fermentation) para la producción de etanol ligno-celulósico. Conformada a Ari Fischer, gerente general del brazo brasileño del grupo, se trata de una tecnología adoptada por los chinos hace cuatro mil años para fermentar granos, conocida como “koji”. Fischer dice que la empresa investiga la levadura hace cinco años y consiguió, en el laboratorio, elevar la producción de alcohol a partir del maíz de 378 litros a 643 litros por tonelada de la materia prima. En breva hará pruebas en Brasil.

Clinton invierte en el etanol brasileño

El ex presidente americano Bill Clinton forma parte de un grupo de inversores extranjeros que en el inicio de este año resolvió apostar alto en la producción de etanol en Brasil, de acuerdo con un documento divulgado hace dos semanas por el comité de su mujer, Hillary Clinton, que está en campaña para las elecciones presidenciales de 2008. Clinton tiene una pequeña participación en Brazilian Renewable Energy Company (Brenco), empresa creada por el presidente de Petrobras Henri Philippe Reichstul y que planea construir diez fábricas de alcohol en los próximos años. Brenco debe invertir hasta 2 mil

millones de dólares en el sector y en marzo anunció la conclusión de la captación de los primeros 200 millones²³

El valor de la participación de Clinton en el negocio está entre 15 mil y 50 mil dólares, conforme a la estimativa hecha por Hillary en un informe –hecho por ley, presentado todo los años, con informaciones detalladas de su patrimonio particular y las finanzas de su marido. Clinto entró en Brenco como socios de Yucaipa Global Holdings , empresa que administra las inversiones del millonario Ron Burkle, uno de los mejores amigos del ex presidente y un dedicado colaborador en la recaudación de los fondos para la campaña de Hillary, que pelea con otros siete candidatos por indicación del Partido Demócrata para las elecciones de 2008.

“Yo sabía que algunos inversores americanos que entraron en la empresa están muy conectados a los demócratas, pero no sabía que el propio Clinton tenía un interés en la compañía”, dijo Reichstul. Tres fondos administrados por Yucaipa participaron de la fundación de Brenco y contribuyeron con 7,5 millones de dólares en total. También son socios de Brenco, el inversor indio radicado en Estados Unidos, Vinod Khosla, uno de los fundadores de AOL, Steve Case, el ex presidente del Banco Mundial James Wolfensohn y el ex director general de la Agencia Nacional de Petróleo (ANP), David Zylbersztajn, entre otros inversores nacionales y extranjeros. Burkle hizo fortuna construyendo y después vendiendo una cadena de supermercados en el Estado de California. Además de Brenco, Clinton y su amigo son socios en Garrard, la joyería que cuida las joyas de la familia real británica, y en Easy Bill, empresa india especializada en recolectar pagos de pequeños valores.

La participación de Clinton en Brenco es muy pequeña, pero llama la atención por indicar un grado de interés que va además de la mera curiosidad por el éxito del etanol en Brasil, en un momento en que el asunto tiene gran importancia en las relaciones del país con Estados Unidos. En abril, Bill y Hillary vendieron millones de dólares en acciones de varias compañías para evitar conflictos éticos y cuestionamientos engorrosos en la campaña. Pero el ex presidente preservó las inversiones que hizo con Yucaipa.

Hace cerca de tres meses, en un discurso organizado por el empresario Mario Garnero en Nueva York, Clinton elogió el programa brasileño de alcohol, y contó con la presencia del primer ministro de Etiopía, Meles Zenawi, que manifestó el interés por la experiencia del país. *“Brasil hace el mejor etanol del mundo”,* dijo Clinton.

El asunto esta políticamente ligado a Hillary, a causa de los intereses que protegen a la industria del alcohol en Estados Unidos. En el pasado, ella criticó los subsidios que estimulan la industria americana. Pero en los últimos tiempos cambió de idea y pasó a defender las inversiones en la industria doméstica como una forma de reducir la dependencia americana de petróleo importado. El año que viene, las primarias para la selección de los candidatos a la Casa Blanca comenzarán en el Estado de Iowa, mayor productor de maíz y etanol de Estados Unidos.

La industria americana ve a los productores brasileños como una amenaza a sus intereses y recientemente consiguió que el Congreso de Estados Unidos renovará una barrera tarifaria que encarece la importación de alcohol brasileño, que es mucho más competitivo que el producido en Estados Unidos. La tarifa expira a finales de 2008, semanas antes de la toma de posesión del próximo presidente americano.

²³ *“Bill Clinton reforça o time de investidores da Brenco”, Valor, (4/7)*

Transporte: Etanol protagonista en la planificación europea de reducción de emisiones

En enero, la Comisión Europea propuso que la industria petrolera reduzca sus emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en uno por ciento al año durante una década, a partir de 2011, como parte de una revisión de la norma sobre calidad de combustibles (FQD, por sus siglas en inglés)²⁴. En marzo, los líderes de la Unión Europea (UE) acordaron que para 2020, 10 por ciento de los carburantes para transporte deberán obtenerse a partir de biocombustibles hechos de plantas, con el propósito de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

La propuesta sobre la calidad de los combustibles se analizó en una reunión auspiciada por la Comisión Europea el 29 de mayo. Europia, la asociación europea de compañías petroleras, y Concawe, la agrupación que realiza investigaciones sobre esta industria, argumentan que este sector, por sí solo, nada puede hacer para reducir la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por combustibles derivados del petróleo; sin embargo, están en favor de que los mecanismos para reducción de emisiones se apliquen a los biocombustibles.

Las empresas calculan que para abatir en 10 por ciento las emisiones de gases de efecto invernadero mediante el uso de biocombustibles, al menos 16 por ciento de los carburantes que consume la UE tendrían que ser de este tipo. De acuerdo con Europia, el continente no puede cultivar suficientes materias primas para producir tal cantidad de biocombustibles; por ello, para alcanzar la meta de reducción de emisiones Europa tendría que importar cosechas de países tan lejanos como Brasil, Malasia e Indonesia, lo que resultaría más costoso, implicaría un menor ahorro de CO₂ y tendría repercusiones en la seguridad energética.

Europia también argumenta que, con el propósito de alcanzar la meta de reducción de emisiones, las gasolinas deberán contener más de un tercio de etanol. La mayoría de los autos aún tienen problemas con la mezcla que contiene 10 por ciento de etanol, recomendado en la más reciente evaluación de la calidad de los combustibles.

Lisa Boch Anderson, de ExxonMobil, señaló que esa compañía coincide con los cálculos de Europia. La reducción de emisiones de CO₂, señaló, tendrá que lograrse con un mayor consumo de biocombustibles, porque la creciente demanda de hidrocarburos y la necesidad de perforar pozos en lugares más distantes han limitado la eficiencia de las refinerías. Además, tecnologías como la captura y almacenamiento de carbono y el uso de automóviles propulsados por hidrógeno o electricidad no estarán listas para utilizarse a gran escala antes de 2020, de acuerdo con Exxon y Europia.

La Comisión Europea respondió que la industria petrolera sí tiene alternativas para reducir las emisiones, entre ellas una mayor cogeneración de energía, uso de calor residual, cambio de combustibles, utilización de hidrógeno y reducción de las quemaduras en antorcha, así como capturar y almacenar carbono para refinerías. Un funcionario de la comisión dijo: *"las cifras de la misma industria petrolera muestran que los incrementos de eficiencia de las refinerías podrían reducir sus emisiones en uno por ciento en una década, y también pueden sustituir 30 por ciento de sus combustibles por otros que generen menos emisiones"*.

Los fabricantes de automóviles también rechazan las afirmaciones de las petroleras. Sigrid de Vries, de la Asociación de Constructores Europeos de Automóviles (ACEA, por sus siglas en inglés), indicó que no es *"un argumento válido"* afirmar que se necesitaría una mezcla de combustible con un tercio de etanol para alcanzar las metas de reducción de

²⁴ The Economist Intelligence Unit (3/7)

emisiones. Si más automovilistas cambian a los biocombustibles, dijo De Vries, las emisiones disminuirían, aun cuando se usara una mezcla con menos etanol.

La representante de las armadoras de autos señaló que la prioridad debería ser una mayor disponibilidad de biocombustibles. "*Se necesitan incentivos fiscales para mejorar la infraestructura y crear una red de suministro de biocombustibles*", afirmó.

Stephanie Ho, del Consejo Europeo del Biodiesel, dijo que Europa también debería ofrecer incentivos para cambiar las gasolinas por el diesel, cuyas mezclas necesitan menos combustibles hechos de plantas para reducir las emisiones de CO₂.

El 4 de junio los comités de Medio Ambiente y Agricultura del Parlamento Europeo analizaron la propuesta sobre la calidad de los combustibles. En la respuesta del comité ambiental, la socialista Dorette Corbey, legisladora holandesa integrante de la Eurocámara, señaló que haber considerado el factor de los gases de efecto invernadero es "*un paso importante para que la UE alcance los objetivos que se ha fijado en relación con el cambio climático*".

Geopolítica: Noruega como alternativa del gas ruso para Europa

La actividad de Rusia en lo que respecta al desarrollo de nuevas redes de transporte del gas suscita preocupación en los países de la Unión Europea, Noruega, que se ha propuesto para mediados de la próxima década incrementar en un 55% el suministro de gas natural al mercado comunitario (actualmente exporta 85 mil millones de metros cúbicos de gas y espera aumentar esa cantidad para 2020 hasta 130 mil millones), podría salvar a Europa de lo que los analistas denominan "*dictadura energética rusa*". Y soslayan: "*la competencia revertirá en beneficio de Moscú*".

El ministro noruego de Energía y Petróleo, Odd Roger Enoksen, dijo que Oslo abordará el aumento gradual de las entregas de gas a finales de 2007, a medida que se vayan poniendo en marcha nuevos yacimientos, en particular, Ormen Lange, en el Mar del Norte, y Snoehvit, en el Mar de Barents²⁵. Semejante evolución de los acontecimientos, en opinión de los analistas occidentales, debería inquietar a los magnates rusos del gas. Sin embargo, varios expertos rusos dudan de que el incremento de las exportaciones desde Noruega pueda cambiar radicalmente la situación en este mercado.

Dimitri Sorokin, subdirector del Instituto ruso de Economía, piensa que los escandinavos no representan peligro alguno para los exportadores rusos del gas. La demanda de este hidrocarburo sigue en constante aumento, así que la entrada de Noruega en el mercado europeo no supondrá problema alguno para Rusia. "*Los suministros procedentes de Noruega van a completar simplemente a los rusos*", considera. Más con los datos de la demanda del gas en el mercado global, que subió el año pasado un 2,5%. En los primeros cinco meses de 2007, Rusia exportó 59.860 mil millones de metros cúbicos, un 18% más que en el respectivo periodo de 2006.

Igor Beliakov, del grupo de expertos económicos, cree que la aparición de un nuevo jugador en el mercado de gas será provechosa para la industria rusa de hidrocarburos. "*Ya es hora de incrementar las inversiones en la producción y la transformación del gas, así como en los*

²⁵ "Norway to Boost Natural Gas Sales to EU", Forbes, (25/6).

programas de I+D y la modernización tecnológica del sector. La competencia podría empujar a Rusia en la dirección correcta”, observó.

Polonia intenta por todos los medios librarse de su dependencia del gas ruso, y sus esfuerzos podrían coronarse con éxito. Así, después de haber acordado con Argelia, Polonia también se vuelve hacia Noruega. Ambos países se pusieron de acuerdo sobre las condiciones de financiamiento del nuevo gasoducto que unirá las plataformas petroleras noruegas a Polonia. *"Ya existen acuerdos sobre la participación de compañías polacas en este gasoducto",* recordó el primer ministro noruego Jens Stoltenberg²⁶. Cada proyecto es una parte de los esfuerzos de Polonia para encontrar las fuentes diferentes de gas natural que puede reducir su dependencia en depósitos rusos.

El gas noruego debería llegar a Polonia vía Dinamarca. Será transportado primero por el gasoducto Skanled, luego irá a Polonia por otro gasoducto, Baltic pipe, que PGNiG prevé construir con el grupo danés Energinet. La construcción del gasoducto podría empezar el primero de octubre de 2009. En marzo, el PGNiG anunció la compra a ExxonMobil del 15% de las partes en tres permisos de explotación de gas en el Mar de Noruega. El gasista polaco también adquirió el 15% de participación del consorcio Skanled.

El primer ministro noruego también invitó a las empresas polacas a que se comprometan con los proyectos en el Mar de Barents. Según el ministro de Economía polaco Piotr Wozniak, *"estas inversiones muy costosas por razones climáticas, tienen suerte por el momento de llegar a buen puerto, la empresa PGNiG que ahora está fuertemente comprometidas con otros grandes proyectos como Skanled, la construcción de una terminal de gas"*.

²⁶ “New gas pipeline to Poland”, The Norway Post, (1/7).



En los últimos días, llamó la atención el mensaje y el medio: el mandamás de Royal Dutch Shell, Jeroen Van der Veer, dijo en una entrevista concedida al diario londinense *The Times*²⁷ que Europa necesita un ministro de energía (un puesto que podría ser combinado con el medio ambiente) para coordinar una política común para el suministro de gas desde Rusia. Este puesto serviría para “*tratar de negociar el desarrollo y las rutas de las nuevas tuberías*”. Van der Veer pidió una mejor coordinación entre la política exterior y la seguridad energética y argumentó que Europa estaba siendo debilitada porque los Estados miembros negocian acuerdos con tuberías rivales con proveedores de energía extranjeros.

“*No pienso que esta sea una Europa fuerte si individualmente los países hace su propia política [hacia la seguridad de energía]*”, dijo. Sus comentarios son similares al año pasado por Dominique de Villepin, entonces primer ministro francés de crear un *energy chief* que

²⁷ “*Shell chief calls for powerful EU energy supremo*”, *The Times*, (2/7)

negociara con Rusia, Noruega, Argelia y otros proveedores de energía nacionales a la Unión Europea.

Rusia reivindica la cordillera Lomonosov en disputa con Canadá

La cordillera submarina Lomonosov, en el Ártico, es una prolongación natural del territorio de Rusia, según descubrieron mediante un sondeo de gran profundidad varios científicos rusos, miembros de una expedición organizada por el Instituto Nacional de Geología Oceánica²⁸.

El descubrimiento ofrece a Rusia una ventaja notable en la disputa con Canadá, según la cual esta cadena montañosa forma parte del continente norteamericano, y con Dinamarca, que interpreta la cordillera Lomonosov como una prolongación de Groenlandia. La Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar permite a los Estados extender los respectivos mares territoriales a 12 millas marinas y extraer minerales de los fondos marinos en zonas económicas exclusivas que no excedan 200 millas. Para hacerlo, el Estado necesita demostrar que es la plataforma continental, o sea, prolongación natural de su territorio.

Gracias al nuevo estudio, Rusia va a presentar a la ONU, para el año 2009, una serie de argumentos científicos justificando su reivindicación de la cordillera Lomonosov, cuyas reservas de hidrocarburos se estiman en torno a 10.000 MM de toneladas o más de un billón de dólares.

El periódico de Komsomolskaya Pravda de Rusia celebró el descubrimiento imprimiendo un mapa grande del Polo Norte. Este mostró la nueva "adición" Rusia -del tamaño combinado de Francia, Alemania e Italia- bajo la bandera rusa blanca, azul y roja.

Yuri Deriabín, del Instituto de Europa, opina que Rusia tiene buenas posiciones de cara al reparto del "pastel ártico" aunque "el litigio no ha hecho más que empezar". Semejantes contenciosos territoriales suelen ser extremadamente complicados, advierte el experto. "Cabría recordar el largo proceso de negociaciones infructuosas sobre la plataforma del Mar de Barents, donde se encuentra el yacimiento Stockman", señaló él. Dmitri Oreshkin, del Instituto ruso de Geografía, piensa que "el asunto no tiene nada que ver con la geología" y que el mayor escollo es la "indefinición legal" en lo que concierne a la explotación de este territorio.

Desde los tiempos de Stalin, Rusia proclama su jurisdicción sobre un extenso sector del Ártico que se extiende hacia el Polo Norte desde la Península de Kola, en el noroeste, y desde el Estrecho de Bering, en el noreste, recordó Oreshkin. Un problema similar, aunque a menor escala, existe en el sur porque cinco países de la Cuenca del Caspio - Azerbaiyán, Irán, Kazajistán, Rusia y Turkmenia - no pueden ponerse de acuerdo sobre el reparto del fondo marino.

La limitación de la zona económica exclusiva a 200 millas no conviene a Rusia porque los campos del gas y el petróleo en la plataforma tienen una extensión mucho mayor. "Hay que luchar hasta el final por los derechos de perforación. Nos van a presionar pero hay que regatear, reivindicar derechos exclusivos y confirmar tales demandas con la fuerza, si es necesario", afirmó él.

²⁸ "Kremlin lays claim to huge chunk of oil-rich North Pole", The Guardian, (28/6)

Colombia en la “nueva era del carbón”

En el Cerrejón, la más grande a cielo abierto de exportación de carbón del mundo, podría aplicarse perfectamente el refrán de “*zapatero a sus zapatos*”. Es conocido adagio popular se refiere al giro de 180 grados que sufrió la explotación minera desde el año 2000 a la actualidad, cuando El Cerrejón pasó a ser manejada por reconocidos jugadores del negocio como lo son BHP Billiton, Anglo American y Xstrata. Para darle al público una idea de las dimensiones de sus nuevos accionistas el solamente se limita a explicar que BHP es la minera más grande del mundo, Anglo American la tercera y Xstrata es la quinta.

La vocación de los nuevos dueños fue uno de los giros más radicales, pues la mina de carbón de El Cerrejón antes era administrada por la filial de la petrolera Exxon (Interior) y la otra mitad pertenecía al Estado colombiano a través de Carbocol que decidió vender su participación hace 7 años en cerca de 500 millones de dólares.

A pesar de que en Colombia reconocen que Exxon y Carbocol hicieron enormes contribuciones al desarrollo de El Cerrejón por más de 20 años, sólo hasta ahora la explotación está en manos de una compañía realmente minera que trae consigo todo un know how del negocio y tecnología de punta que la pondrá en el lugar que le corresponde hacia el futuro. Al parecer no habrá que esperar mucho.

Este año la empresa calcula producir la cifra histórica de 31 millones de toneladas de carbón en comparación con los 28,4 millones de toneladas en 2006 y en 2008 subirá a 32 millones. Entre 2004 y 2007 la compañía habrá concluido inversiones por 850 millones de dólares. Por eso hoy Colombia se puede dar el lujo de ostentar el 12% del mercado de carbón térmico del Atlántico, lo que quiere decir que todo lo que haga o deje de hacer en materia de oferta tiene implicaciones en el mercado internacional y por supuesto, en los precios a este lado del mundo. Pero los proyectos de El Cerrejón, cuyas licencias de explotación vencen en 2034, van más allá.

En estos momentos se están haciendo los estudios de factibilidad para avanzar hacia la producción de 38 y 42 millones de toneladas y más a largo plazo subir este volumen a los 50 millones. Y es que la demanda por el carbón colombiano y específicamente por el de El Cerrejón, el cual posee un bajo contenido de azufre, es grande. Hacia Europa se despacha un 60 por ciento de las ventas, otro 25 por ciento se dirige a Estados Unidos y hay un 10 por ciento que se envía a países asiáticos del mediterráneo y Latinoamérica. Eso lleva a reflexionar sobre el enorme potencial minero que tiene Colombia, no solo por El Cerrejón sino en la visión de país.

Si bien ya se da por descontado que este no es ni será un país petrolero, sí se podría propender para que fuera una nación minera al mejor estilo de otras en Latinoamérica como Perú, Chile y Brasil donde la participación de la minería sobrepasa el 10 por ciento del producto nacional. En estas discusiones que se dan en Colombia sobre desarrollo, crecimiento económico, empleo y repartición de la riqueza hay un sector que curiosamente ha sido ignorado como es el de la minería el cual es un sector de una tremenda contribución positiva desde todo punto de vista. Además de las inversiones el sector de la

minería es intensivo en empleo porque es una actividad que requiere construir su propia infraestructura de ferrocarriles, puertos, instalaciones.

Algo muy diferente a lo que ocurre con el petróleo donde es más bien poca la generación de puestos de trabajo y las inversiones más fuertes se realizan en la búsqueda del recurso. “*Todos deberíamos estar hablando de convertir a Colombia en un país minero*”, aseguran fuentes del sector.

Los socios de El Cerrejón desean incrementar la producción de carbón, el problema que se ve venir en el corto plazo es el tamaño de la infraestructura que se requiere para poder sacarlo a puerto. Ahí es donde puede haber un embudo, que tiene que empezar a ser mirado con detalle por los socios. Las inversiones que se deben hacer son cuantiosas y que contrario a lo que sucede en el petróleo, aquí los recursos más importantes no se destinan a encontrar el carbón sino a lo que se requiere para poder sacarlo.

En estos momentos la exportación minera tiene a su servicio un ferrocarril con 13 locomotoras y 448 vagones de 110 toneladas de capacidad cada uno. Además cuenta con Puerto Bolívar, donde hay una estación de descargue de 5.600 toneladas por hora y donde los buques se cargan a 5.400 toneladas por hora en promedio. Realmente si hubiese exceso de infraestructura sería viable darle acceso a terceros y sería una forma rentable. El cuello de botella es el ferrocarril y el puerto y cada inversión que se hace es siempre para poder acomodar el crecimiento de la producción.

Desde el punto de vista geográfico el negocio del carbón se divide entre el Atlántico y el Pacífico, debido a que el valor del transporte es un costo importante en el precio final al consumidor. Los precios de esta materia prima dependen directamente de la oferta y la demanda. Hace apenas unos meses los precios estaban por lo menos 10 dólares más abajo que hace un año y de repente se registró una tormenta en Australia que dañó puertos e infraestructura de ferrocarriles lo que provocó que los precios se dispararan nuevamente entre 10 y 15 dólares. Hoy una tonelada de carbón de El Cerrejón se vende a 50 dólares.

Debido a que las inversiones mineras son de gran tamaño, el retorno de las mismas es a largo plazo. El carbón jugará un papel preponderante en los próximos años ante el agotamiento de las reservas de hidrocarburos y las perspectivas de un continuo crecimiento de la demanda de energía.

El destino de las regalías del carbón

Aunque los detractores de las privatizaciones han dicho hasta el cansancio que la venta de El Cerrejón no fue un buen negocio para Colombia, otros opinan lo contrario y señala que es ahora cuando se pueden comenzar a ver los beneficios del cambio de dueño. “Si se miran las regalías que se pagaban antes del 2000 y las que se liquidan hoy ahora el Estado ha ganado. El negocio para el país ha mejorado dramáticamente, el año pasado pagamos 165 millones de dólares en impuestos y 113 millones de dólares en regalías, jamás en el pasado se habían recibido cifras de esa naturaleza”.

Entre 1995 y 1999 la mina entregó un promedio de 24 millones de dólares en regalías por año, mientras que la cifra de impuestos en ese mismo periodo fue de 10,5 millones de dólares. Una parte de esos mejores ingresos obedecen a los buenos precios internacionales del carbón los cuales, para el caso de El Cerrejón, hoy se encuentran en 50 dólares por tonelada. *“Pero la buena suerte es la combinación de la preparación con la oportunidad”*. Gracias a los mejores ingresos ha habido propuestas legislativas para incrementar el porcentaje de regalías para el carbón, pues algunos parlamentarios consideran que ello es apenas justo con el país.

Al respecto un ejecutivo dice: *“La pregunta que uno se hace es si nuestra clase política debería estar concentrada a ver cómo nos cobran más impuestos o regalías, o ver cómo cada centavo de lo que se esta pagando le llega a la gente. Aquí en Colombia siempre terminamos discutiendo de lo que no es, se podría pensar en cobrarle 10 por ciento más a las mineras pero por qué no miramos que un 10 por ciento llegue a donde debe llegar”*.

Estrategia: Las bombillas incandescentes tienen los días contados

Las bombillas incandescentes tienen los días contados. Con tecnología prácticamente inalterada desde el surgimiento de la iluminación eléctrica, las incandescentes gastan un 80% más energía que las electrónicas, llamadas LFC. En Europa, en diez años desaparecerán de las estanterías de los supermercados. En Australia, el plazo es hasta 2010 y en Estados Unidos el tema comienza a ser discutido. Pero en Brasil, la política energética no contempla esta cuestión.

Además del consumo innecesario de energía, el aprovechamiento en iluminación es menor. Sólo un 5% son revertidos en iluminación –un 95% se disipan en forma de calor. El gasto energético mayor se traduce en una contribución significativa para el aumento del calentamiento global . Sólo en Europa, donde existen 3,6 mil millones de estas bombillas ineficientes, la sustitución por electrónica podría dejar de emitir 23 megatonnes de CO₂ a la atmósfera, lo que equivale a la producción de 27 fábricas termoeléctricas. El informe del tercer grupo de trabajo del IPCC –órgano científico de Naciones Unidas-, divulgado en mayo recomienda el esfuerzo mundial en mayor eficiencia energética para enfrentar el problema del aumento de temperatura de la tierra.

Hasta ahora, Brasil está en contra de este tendencia. Ninguna fábrica instalada en el país produce bombillos fluorescentes compactas, las LFC. Todo lo que existe en el mercado viene de China, que responde por un 80% o más de la producción mundial de la bombillas más eficientes. En Brasil, los fabricantes no abren sus números: las estimativas son de un mercado total que oscila entre 250 millones de bombillas/ año a 500 millones de bombillas/año. Las LFC habrían conquistado una tajada del 20% de este mercado desde la época del apagón, en 2002, según la Associação Brasileira de Iluminação, Abilux, entidad que reúne a los fabricantes.

El mercado mundial de reposición de las incandescentes, que representa cerca de 13 mil millones de bombillas anualmente, aún es un generador importante de ingresos para los fabricantes. “Las empresas continuarán produciendo las incandescentes que mientras hubiera mercado. Es una facturación inicial menor, pero tiene un mercado de reposición”, dice el presidente de Abilux, Carlos Eduardo Uchôa Fagundes.

Para el vicepresidente de iluminación para América Latina de Philips, Manuel Fraile, “económicamente, es inviable acelerar la sustitución de las bombillas tradicionales por las LFC”. Y enmienda: “No da para multiplicar la producción al punto de suplir todo el mercado mundial y después quedarse con la capacidad ociosa”, continúa. Esto es porque una bombilla electrónica dura hasta 20 veces más que una normal, y la mayor durabilidad crea un fuerte impacto en el mercado de reposición de los fabricantes. Una bombilla convencional tiene una vida útil de, en media, sólo un año o 750 horas. En términos de precio, la diferencia también es grande: en el mercado brasileño, un LFC puede costar hasta 10 veces más que la común.

Clode Cohen, profesora de la Universidad Federal Fluminense (UFF) y colaboradora de Coppe/UFRJ, dice que en los consumidores brasileño de clase media y alta la sustitución de bombillas ocurre en niveles elevados por cuenta de las campañas de concienciación realizadas en la época del apagón. Según un estudio hecho por Coppe y por el CEPEL (Centro de Investigaciones de Energía Eléctrica), a pedido de Electrobrás, en las casas donde el consumo varía de 201 KW a 300 KW, existen, en media, dos electrónicas para cada cinco puntos de luz; en las residencias con consumo superior a 300 KW, la mitad de las bombillas es económica. Pero entre los consumidores de baja renta, con consumo de hasta 200 KW, el número de electrónicas no llega a una bombilla para cinco puntos de iluminación.

El precio de las LFC aleja los consumidores de menor poder adquisitivo. “Sería la forma más barata de economizar energía en el país”, destaca Clode. Según el estudio del Ministerio de Minas y Energía, de marzo de 2006, con base en datos de Abilux, el cambio del 20% de los estimados 300 millones de puntos de luz del país, significaría una reducción del consumo equivalente a una hidroeléctrica de 230 MW por año.

Las concesionarias de energía son obligadas a invertir cerca de 200 millones de reales por año en eficiencia energética, por determinación de la Agência Nacional de Energia Elétrica, Aneel. Maximo Luiz Pompermayer, superintendente de investigación y desarrollo en eficiencia energética de Aneel, afirma que más de la mitad de este valor es utilizada en la concienciación del público de baja renta en disminuir el consumo e incorporar este consumidor, muchas veces clandestino, a la red eléctrica. “Inicialmente, hubo algunas resistencias de concesionarias en adherirse a la regla de Aneel”, dice Pompermayer. “Pero después percibieron que se trata de una iniciativa interesante, porque aumenta la oferta de energía de ellas”, resalta.

No hay en Brasil, a corto plazo, ninguna orientación de migrar de las bombillas convencionales a las LFC. En el ministerio, tres puntos centralizan, por ahora, esta decisión. El primero, es el precio de una LFC, que dejaría ciudadanos de baja renta fuera del consumo de luz eléctrica. El segundo es el impacto aún desconocido de la utilización de las electrónicas en la red de energía. Y el último punto es la economía que la sustitución que traería al país, ya que el momento es de discusión de una falta de energía. “En el Ministerio de Energía, conversamos en carácter preliminar sobre el tema”, cuenta el coordinador general de eficiencia energética del ministerio, Paulo de Tarso Alexandria Cruz.

La economía energética de las LFC, comprobadamente menos perjudiciales por la medio ambiente, trae, sin embargo, un problema de oferta mundial. En Cuba, Fidel Castro compró 14 millones de LFC, en 2006, de Philips. La compraventa hecha por el país fue suficiente para afectar la oferta de LFC. “En los Estados Unidos, algunos estados están decretando la sustitución, pero tengo una noticia mala para ellos: no habrá suficientes bombillas”, alerta el ejecutivo de Philips. Hamparsan Chekerdemian, director comercial y

de marketing de SLI Silvana para el MERCOSUR, confirma que *“el año pasado, hubo momentos de tardanza de suministro. Este año, las señales continúan pendiendo más de la falta que de la ecuación de la oferta y la demanda”*.

Cifras y Notas del Sector:

ExxonMobil introduce aceite para motor de gas natural de próxima generación (autoserviceworld.com, 2/7)

El nuevo Mobil Pegasus 1005 brinda un rendimiento superior y máxima protección para extender la vida del motor Fairfax ExxonMobil anunció hoy que lanzará en todo el mundo una nueva incorporación a su serie Mobil Pegasus de lubricantes de alto rendimiento para motores de gas natural: Mobil Pegasus 1005.

Formulado con bases de la más alta calidad y una avanzada tecnología de aditivos, Mobil Pegasus 1005 fue diseñado para ofrecer niveles excepcionales de protección a los actuales motores de gas de cuatro ciclos, alto rendimiento y bajo nivel de emisiones, además de ofrecer un rendimiento superior a los motores de modelos anteriores.

"Para mantenerse a la vanguardia de la competencia en el mercado de la industria mundial actual, las empresas necesitan invertir en productos especialmente diseñados para ayudar a mejorar la productividad y durabilidad de su equipamiento más esencial", declaró Jeff Biamonte, asesor industrial mundial de ExxonMobil. *"Mobil Pegasus 1005 fue desarrollado mediante extensas pruebas de laboratorio y motor en entornos simulados, y completas pruebas en el campo con importantes fabricantes de equipos originales (OEM) en todo el mundo, para asegurar sus excepcionales capacidades de desempeño de larga distancia"*. *"Estas pruebas mostraron que Mobil Pegasus 1005 puede duplicar la vida del aceite en comparación con las formulaciones Mobil Pegasus anteriores basadas en aceite mineral, ayudando así a las empresas a reducir su consumo y eliminación de aceite, y sus costos de mantenimiento"*.

Con más de 40.000 horas de rigurosas pruebas en el campo, realizadas con clientes y destacados OEM, Mobil Pegasus 1005 ofrece extraordinarias características antidesgaste para proteger los componentes del tren de válvula de carga pesada, al tiempo que mantiene la compatibilidad con los materiales catalíticos del convertidor.

"Su avanzado sistema de dispersión de detergente controla la formación de depósitos de carbón y barniz para minimizar el consumo de aceite y mantener la limpieza del motor aún durante los intervalos de drenaje extendidos", dijo Kevin McKenna, asesor técnico de productos de ExxonMobil. *"Minimizar los depósitos en los pistones y controlar el consumo de aceite son factores esenciales que se tomaron en cuenta a la hora de diseñar y desarrollar Mobil Pegasus 1005"*.

ISA se extiende en Centroamérica con préstamo del Banco Centroamericano de Integración Económica (El Tiempo y El Portafolio, 2/7)

Esa entidad crediticia financiará parcialmente, con 40 millones de dólares, el proyecto “Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central” (Siepac). El préstamo le fue aprobado a la Empresa Propietaria de la Red (EPR), por 20 años. El Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) indicó que la empresa Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), de Colombia, y accionista de la EPR, suscribirá la correspondiente fianza.

ISA cumple así con lo estipulado en el acuerdo de accionistas que le permitió ingresar en 2005 como octavo socio de la EPR, con los mismos derechos y obligaciones adquiridos por el resto de miembros de la sociedad. EPR tiene la concesión para la construcción y explotación del Siepac.

El presidente del BCIE, Harry Brautigam, dijo que *"la culminación del proyecto permitirá un incremento en las transacciones internacionales de electricidad entre los países de América Central"*. Agregó que con la red se mejorará la disponibilidad de energía, *"reduciéndose los riesgos de racionamiento eléctrico y la atenuación de los incrementos de precios del suministro para todos los centroamericanos"*.

Actualmente se construye una línea de transmisión de 230.000 voltios de unos 1.800 kilómetros desde Guatemala hasta Panamá. El sistema ha quedado previsto para duplicar su capacidad en los siguientes años, cuando se realice la interconexión de la región con Colombia.

Además de ISA hacen parte de EPR las eléctricas de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica, Panamá y Endesa de España. Para el financiamiento de las inversiones que realizará EPR, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) le ha otorgado créditos con garantía de cada uno de los países centroamericanos por 240 millones de dólares. Además del préstamo con garantía de ISA, el Bcie otorgó a la EPR un crédito de 40 millones con garantía de Endesa.

El Siepac prevé mejorar la disponibilidad de energía y reducir los riesgos de racionamiento. Además, atenuar los incrementos de precios en el suministro de energía eléctrica. La línea consta de 1.800 kilómetros y va desde Guatemala a Panamá y debe entrar en operación en el 2009.

Según el BCIE, el sistema ha quedado previsto para duplicar su capacidad en los siguientes años, principalmente cuando las plantas de generación regionales lo requieran o se realice la interconexión de la región con Colombia.

Para la instalación de la línea fueron contratadas las constructoras Techint para el tramo Guatemala-Honduras-El Salvador y APCA(consorcio) Abengoa-Inabensa para la red Nicaragua-Costa Rica-Panamá.