



## **Informe Sobre El Mercado Energético Mundial**

*Del 13 al 20 de junio de 2007*

**Hernán F. Pacheco**

### **Índice:**

Análisis: La penuria eléctrica conspira con el desarrollo de India	2
India busca desarrollar inversiones en América Latina	7
La teoría del <i>Peak Oil</i> vuelve con la publicación BP's Statistical Review of World Energy	9
Canadá: la rentabilidad económica y ambiental de las arenas bituminosas	13
Energía nuclear: Areva busca extender su producción de uranio	15
Brasil: puesta a punto de la "Ley del Gas"	17
Estrategia: Pemex propone cambios al artículo constitucional para ingreso de extranjeras	20
Falta de energía barata amenaza el crecimiento del sur peruano	23
Cifras y Notas del Sector	25

## **Análisis: La penuria eléctrica conspira con el desarrollo de India**

*“Lights have gone out in India yet again this summer and fumes from diesel generators are polluting the cities. The situation is grim”*. S.L. Rao, antiguo presidente del Central Electricity Regulatory Commission (CERC) (The Times of India)

A veces el exceso puede ser enemigo del bien. El boom de la economía india, la cual vive una penuria verdadera de sus capacidades eléctricas, obliga a los individuos y empresas a equiparse de generadores para producir su propia electricidad. Mientras que los habitantes de Nueva Delhi intentan sofocar los calores próximos a los 45 grados, los aires acondicionados, los ventiladores o los refrigeradores andan a plena capacidad, sin parar, provocando apagones (*“In India, the heat is on - but the power isn't”*. The Mail and Globe, 15/6).

El racionamiento de energía, que continua a lo largo del año, se hace insoportable durante los meses de verano. La gente se resigna a los *blackouts* que a veces duran todo el día, con quemas por sobrecargas de los cables o el colapso de los transformadores envejecidos. Las interrupciones frecuentes en el suministro de energía cortan hasta un 8,5% del producto anual de las industrias indias, según un estudio de Econimst intelligence Unit. Los cortes afectan al abastecimiento de agua haciendo que en ninguna ciudad haya suministro continuo: la capital tecnológica de la India, Bangalore, tiene agua disponibles sólo dos horas y media por día.

A excepción de las residencias preservadas para oficiales y diplomáticos, los 14 millones de habitantes de la capital son víctimas de la penuria de electricidad, a menudo varias horas al día. Los cortes eléctricos en India no son una novedad, sino la situación empeoró con el *“miracle économique”* sostiene el portal francés Le Blog Finance (18/6), que cuenta con información de la cancillería francesa. Las interrupciones inducidas por el calor de la semana pasado subrayaron el auge de la lucha india con las fuentes energía. Hace poco el gobierno hizo una campaña llamada *“India Shining”*, jactándose de su dramático crecimiento económico ¿pero como se mantiene India brillante si las luces no encienden?

Pocos indicadores ilustran mejor la vertiginosa integración de India a la economía global que el explosivo crecimiento de la inversión extranjera directa (IED). En el año fiscal 2006-2007 (marzo-abril), la IED llegó a 16 mil millones de dólares, tres veces más que el año anterior. Si se incluye la reinversión de utilidades de las empresas extranjeras –como suele ser la norma internacional-, la IED alcanzó 19 mil millones de dólares (Economist Intelligence Unit, 10/6). El gigante asiático vio su PBI crecer 9,4% en 2006/2007, una cifra récord, después de un índice medio del 8% en estos últimos cinco años. Con más inmuebles de oficinas y habitacionales, la demanda de electricidad sobrepasa a veces el 14% de lo que la red nacional

puede abastecer, según el gobierno. Y en los campos donde viven los dos tercios de 1,1 mil millones de indios, sólo el 44% de los hogares están enlazados con la red eléctrica.

Ahora bien, la otra cara, el crecimiento económico de India es ampliamente dependiente de su capacidad de abastecer la electricidad necesaria con vistas a incrementar la producción industrial en todo el país. A pesar de un desarrollo considerable del sector de electricidad en términos de capacidad (la generación así como el consumo anual se duplicaron desde 1990) hasta en términos de sofisticación técnica, India sufre siempre de una penuria de aprovisionamiento. Actualmente, el país hace frente a una penuria de electricidad del orden del 8% pudiendo alcanzar el 12,5% en el periodo de máximo consumo. Por otro lado, el consumo de electricidad por unidad es mucho más débil que los *standards* internacionales y los precios practicados están entre los más elevados mientras que India es el sexto productor mundial de electricidad.

"*Simplemente no hay bastante electricidad*", resume por su parte, Shubhra Puri de la revista Power Line. La India tiene sólo 600 kilovatio horas por habitante, menos de la mitad que...Irak, según Puri. "*Estamos tan privados de electricidad que hasta haciendo malabarismos con la gestión de la red, habrá cortes*", estimó. La distribución eléctrica está mal administrada y no se construyeron bastantes centrales en estos veinte años, reconocen los expertos. Además el robo de electricidad es un deporte nacional. En Nueva Delhi, es frecuente conectarse en el contador de su vecino. Otros argumentos frecuentes en contra son fondos inadecuados para el sector de energía y los grandes y poderosos grupos de votantes como los agricultores altamente subvencionados ("*No solution to power shortage in sight*", The Times of India, 22/5). Para Andy Mukherjee ("*Indian Summer Will Bite as Blackouts Worsen*" Bloomberg, 22/6) esta fue la semilla de la crisis de energía india fue sembrada en 1977, cuando los políticos aparecieron con la idea de subvencionar la electricidad para ganar los votos de los agricultores. La energía libre para los agricultores se hizo una norma, empujando a los *state-run electricity boards* a la ruina financiera.

No dejando que la energía libre llegue realmente al pobre. Un pequeño agricultor en un área atrasada de Punjab, el segundo estado más importante que produce granos en India, típicamente no tiene ninguna conexión de energía a sus tierras; tiene que quemar gasoil, que es muy costoso. Si el agricultor hubiera usado la electricidad en vez de gasoil para irrigar una cosecha de arroz, que es sembrada a esta altura del año, podría haber disfrutado de una cosecha de trigo absolutamente libre aún con un pago razonable a la utility, de acuerdo con un estudio de Varinder Jain, investigador del India's Centre for Development Studies.

El eslabón entre el poder político y eléctrico va más allá de los agricultores. En ciudades como Mumbai y Nueva Delhi, donde los operadores privados -Reliance Energy Ltd y Tata Power Co- se encargan de la distribución, sacan ilegalmente energía de la red con impunidad porque los políticos necesitan sus votos.

Uno de cada tres clientes de Reliance Energy en Mumbai vive en *shantytown* (barrio de chabolas), donde según el propio órgano de regulación de la empresa, el robo se extiende del 15 al 70%. Nadie niega que el pobre consiga la electricidad, y quizás gratis. Pero este no es el modo de proporcionarlo. Cada año hay informes de cortocircuitos eléctricos en el cableado ilegal que causa incendios en barrios bajos. Esto no será diferente este año.

En Calcuta, la frustración tuvo su límite. El fin de semana pasado, un equipo de una empresa de energía que intentaba reparar un cable defectuoso fue atacado por una muchedumbre de residentes enfadados. La ciudad tenía cortes de electricidad durante 18 días en mayo, tres días más que en mayo del 2006. La *complaint line* (línea de quejas) de la empresa tuvo 18.000 llamadas durante un día, sobrecargando el sistema telefónico (Globe and Mail, ídem). Incluso Mumbai, la capital financiera del país y un oasis de la seguridad energética en el pasado,

tiene problemas. El estado circundante, Maharashtra, ya sufre escasez. Las autoridades de energía advierten que la ciudad afrontará pronto apagones debido a la demanda en auge de la creciente clase media, que compró toda una serie de aplicaciones de energía (aires acondicionados, estufas, etc) en un ritmo récord.

El país tiene que hacer mejor empleo de los 10.000 megavatios de capacidad de generación ociosa. La mitad de ellos está inutilizada en gran parte debido a la indisponibilidad de feedstock. Los precios del gas natural se triplicaron en los últimos cinco años en 7,80 dólares por millón de British thermal units, es el doble de lo que las centrales eléctricas indias a gas pueden permitirse, límites dados que pueden cargarse a los consumidores de electricidad. Hay pendiente una reducción significativa de las subvenciones, la energía más cara todavía debe producirse, pero su costo debe pasarse a los que pueden enfrentarlo.

Reliance Energy impuso un "reliability charge" (precio de fiabilidad) a todos los usuarios en Mumbai con consumo de más de 300 unidades, o kilovatios hora, de electricidad en un mes. Esta imposición se propone para compensar al distribuidor por los altos costos de procurar la energía, y reducir al mínimo las interrupciones en una situación de suministro sumamente apretada. Estas medidas, sin embargo, no serán suficientes para tener tención de la futura demanda. Para esto la solución es bastante simple: India tiene que producir más electricidad en tarifas económicas. Y esto tiene que hacerlo rápidamente.

De repente, las empresas y los particulares se equipan de generadores a gasóleo. Las ventas de estas máquinas ruidosas y contaminantes deberían incrementarse un 20% este verano, según predijo la asociación del empresariado indio, Assocham. La totalidad de los generadores en India producen 25.000 megavatios (MW), es decir el 20% de lo que abastece la red nacional, según el Ministerio de Energía. Las empresas que se implantan alrededor de Nueva Delhi instalan generadores para alimentarse las 24 horas. Lo mismo ocurre en los edificios que florecen rápidamente. A esta pintura oscura de Nueva Delhi se le suman, los diplomáticos indios retirados que construyeron lujosos complejos residenciales hace 20 años, con generadores a diesel (*"Indians generate their own solutions to frequent power outages"*, Business Report de Sudáfrica, 8/6).

El ministerio de Energía promete un acceso a la electricidad para cada hogar en 2012 y la producción, para esa fecha, de 212.000 MW. Es decir, el incremento de 80.000 MW en cinco años mientras que la India se dotó sólo de 20.000 MW en el curso de los últimos cinco años. *"Tenemos tanto crecimiento en nuestra economía que aún con los constreñimientos, las inversiones aumentan"*, comenta el economista Ashok Ummat, vicesecretario general de la Federación de Cámaras de Comercio e Industria de India. Los planes del gobierno de invertir 350 mil millones de dólares en infraestructura en los próximos cinco años son recibidos con confianza por los empresarios. *"Las inversiones vienen porque, cuando superáramos los problemas, creceremos mucho más."*

En los planes del gobierno indio, de los 350 mil millones de dólares serán invertidos en infraestructura, un 70% deben ser financiados, y un 8% del total provendrán de fuentes públicas. Las instituciones multilaterales deberán financiar cerca de un 8%, o 28 mil millones de dólares, y un 22% deberán venir del sector privado. Según el consultor Amit Kapur, esos recursos (de los cuales 130 mil millones de dólares se destinan sólo para energía) abren oportunidades para proveedores de capital, recursos naturales, como carbón y etanol, servicios de ingeniería y otras áreas de infraestructura y de soluciones en el sector de tecnología.

*"La electricidad es vital para el crecimiento económico sostenido"*, dijo el primer ministro Manmohan Singh, temiendo que con muy poca corriente, India no mantenga su ritmo de crecimiento. *"Si esperamos que nuestra economía siga creciendo en el 9-10 por ciento cada año, necesitamos"*

*un crecimiento commensurado en la fuente de energía*" ("Timeline for India's Power Shortages", Forbes, 28/5).

De acuerdo con el Banco Mundial, si todos los estados cumplieran las mejoras prácticas de India en términos de regulación e infraestructura, el país aumentaría su tasa de crecimiento en dos puntos porcentuales. La Eighth Annual Conference on Indian Economic Policy Reform on Development Research: Lessons for Indian Policy, desarrollada en la Universidad de Stanford, concluyó la semana pasada. No es ninguna sorpresa que las reformas en la electricidad es una de las figuras prominentes en el área de debilidad endémica en la estrategia económica india. Mientras las cuestiones y desafíos son conocidos, el paper presentado por Frank Wolak en la conferencia se concentra en la dirección de la demanda eficiente para un más óptimo equilibrio entre la demanda y el suministro de energía (The Financial Express, 17/6).

Ante todo, el objetivo de energía para 2012 depende significativamente del aumento de la capacidad de generación. La supervisión oportuna de los proyectos por el recién propuesto National Power Projects Management Board puede reducir retrasos en sus implementaciones. Esperamos que los estados presten atención similar al consejo para crear un aparato similar. El tiempo y el *cost over-runs* de energía proyectan aparte de carencias de diseño, acoplamientos defectuosos de combustible, la adquisición tardía de tierras y el fracaso de evaluar tarifas probable, toda los necesario para ser dirigida holísticamente.

Con la esperanza que no ser un mero *monitoring body* (cuerpo de supervisión), funcionará como un grupo con facultades. "El ministerio de Energía debe ceder la autoridad y el espacio para esta función de cuerpo como una entidad autónoma", dijo un analista.

La producción eléctrica procede actualmente un 66% de las centrales térmicas (55% a carbón, 10% a gas, y 1% a diesel), el 26% de centrales hidráulicas, el 5% de energías renovables y el 3% de energía nuclear. La diversificación del mix energético es uno de los principales objetivos de la política energética india. El carbón debería quedar como el principal recurso por su bajo costo, pero la hidroelectricidad, el gas natural y la nuclear son respuestas prioritarias contempladas por el gobierno para hacer frente a la demanda.

En los hechos, el grupo indio Reliance cuenta con invertir 12,5 millones de euros en diferentes proyectos energéticos entre los que se encuentra la central térmica más grande del mundo a carbón. Otras empresas privadas anunciaron también significativas inversiones en ese sector como TATA, GVK, GMR, ESSAR (carbón y gas) o Jaiprakash (hidro).

Desde 1948, State Electricity Boards (SEB) fue el elemento central del sistema eléctrico indio. Son establecimientos públicos que dependen de la tutela de los Estados federados que controlan sus operaciones. El SEB está implicado en todos los aspectos de la explotación de la electricidad, desde la producción a la distribución, pasando por la transmisión. El saneamiento financiero del SEB es una necesidad verdadera para el desarrollo del sistema eléctrico indio porque todavía detenta el 65% de la electricidad producida y el 90% de la electricidad distribuida.

Pero, State Electricity Boards está hoy totalmente en quiebra virtual. Los gobiernos locales tienden en primer lugar a utilizarlo para fines políticos ofreciéndoles electricidad gratuita a las poblaciones más desfavorecidas. Robo y piratería son tan importantes que las pérdidas comerciales sobre algunas redes de venta alcanzan hasta el 25% de la distribución eléctrica. El staff de SEB también conspira con robos en gran escala. El resultado son pérdidas por 40.000 rupias para la SEB en los últimos cuatro años. "El gobierno posee toda la transmisión y la distribución, y la mayor parte de la generación del país. Ellos son controlados por servidores del gobierno sin la experiencia comercial, añadido a la ineficiencia, el poor maintenance (pobre mantenimiento), la tolerancia a

la indisciplina y el robo que hacen los empleados" S.L. Rao, antiguo presidente del CERC (The Times of India, 22/5).

El sector de distribución es una catástrofe mayor. La privatización en Orissa hace más de diez años fue descuidada y mal concebida. Una empresa privada se fue y el gobierno estatal lo controla ineficazmente.

La posibilidad concedida a los industriales en los años 90 de dotarse de centrales cautivas para satisfacer sus necesidades (siderurgia, petroquímica, abono) también arrastraron a una pérdida de clientes solventes. Uno de los ejemplos es Jamshedpur Utilities & Services Company (Jusco), una filial 100% de Tata Steel, que espera persuadir a la mitad de los clientes del Jharkhand State Electricity Boards (JSEB) en el área industrial de Adityapur en los próximos tres años (Financial Express, 5/6). El área industrial de Adityapur, con alrededor de 600 industrias y 12.000 conexiones comerciales y domésticas, es el único lugar en India donde dos *power utilities* coexisten con su infraestructura.

Afortunadamente para Alstom, el grupo acaba de llevarse un pedido de 175 millones de euros del productor indio Gujarat State Electricity Corporation (GSECL) para la construcción de una central de ciclo combinado con la tecnología GT26 de una potencia de 370 MW, esta central es una extensión de una existente en el Estado de Gujarat. Se trata de la primera central a gas de tecnología GT26 conseguido por Alstom en India. Después del inicio de operaciones prevista para el verano de 2009, esta central va a permitir aumentar un 10% la capacidad de producción de GSECL. Según Philippe Joubert, presidente de Alstom Power Systems, el excelente rendimiento del ciclo combinado en el proyecto significa más electricidad para la misma cantidad de combustible, entonces menos emisiones de gas carbónico. (*“Alstom : une premiere centrale a gaz a cycle combiné GT26 en Inde »*, Actu-Environnement, 14/6).

India tiene mucho potencial hidroeléctrico inexplorado pero la construcción de nuevas presas en India es compleja. Los residentes locales a menudo protestan contra el nuevo desarrollo y los proyectos pueden estar atados a sistemas políticos y legales por años. Un ejemplo contrario es China, que construyó capacidad de energía a rate espectacular. Planea añadir 95.000 megavatios sólo este año. La capacidad entera de India es de actualmente 135.000 megavatios.

Velcan Energy, productor independiente de electricidad a partir de fuentes de energía renovable, anunció el último 31 de mayo la firma de dos concesiones hidroeléctricas significativas en India, representando un total de 50 MW. El proyecto Baitarani está compuesto de dos represas, Bhimkund (25 MW) y Tarini (25 MW) distantes de menos de cinco kilómetros sobre el mismo río en el Estado de Orissa, a 130 kilómetros de Bhubaneswar, la capital del Estado. Este proyecto debe obtener ahora el conjunto de autorizaciones ambientales y administrativas para poder empezar su construcción que debería durar aproximadamente dos años, indicó el grupo. Velcan anunció el debut de la construcción para el segundo trimestre de 2009 y el inicio de operaciones para el cuarto trimestre de 2011. El proyecto contempla una producción eléctrica de 200.000 MWh/año. El nuevo objetivo en India de Velcan Energy es obtener 1.000 MW de concesiones hidroeléctricas en el país, dijo Antoine Decitre, director general de Velcan Energy.

## India busca desarrollar inversiones en América Latina

Las inversiones de las empresas indias en la región están creciendo rápido, en búsqueda de materias primas y nuevos mercados. Marla Dickerson, de Los Angeles Times (*“Latin America attracting investors from India”*, 9/6) preguntó en un artículo donde quedaba Dr. Reddy’s Laboratorios en una ciudad industrial en la región central de México y las personas locales lanzaron una mirada curiosa.

Muchos no conocen la empresa, unas de las mayores compañías farmacéuticas de India, que compró una instalación de producción en México a finales de 2005 por 50 millones de dólares. Tal vez sea la primera vez que oyen hablar de una empresa de India haciendo negocios en México, *“but it won't be the last”* (pero no será la última).

Las inversiones indias en América Latina son relativamente pequeñas, pero están creciendo rápidamente. Las empresas indias invirtieron, hasta el momento, cerca de 7 mil millones de dólares en la región en los últimos diez años, dijo Rengaraj Viswanathan, director de la división latinoamericana del Ministerio de Asuntos Exteriores de India en Nueva Delhi. Su cálculo es que la suma se duplicará en los próximos cinco años.

Mientras India se hizo un “magnet” (imán) para las inversiones extranjeras, las empresas indias están buscando oportunidades en el exterior, motivadas por el declive de las barreras comerciales globales y la feroz competencia doméstica. Su mirada va hacia América Latina, donde la hiperinflación y la devaluación de la moneda ya no dominan los *headlines*.

*“América Latina está haciéndose un mercado estable cada vez más creciente y prospero que ofrece oportunidades para nuestras empresas”*, dijo Viswanathan. Como China, India está intentando garantizar suministros de energía y minerales para alimentar su economía sedienta. Las firmas indias tienen participaciones accionarias en empresas de riesgo de petróleo y gas en Colombia, Venezuela y Cuba. El año pasado, Bolivia suscribió un contrato con Jindal Steel and Power, una empresa con sede en Nueva Delhi que planea invertir 2,3 mil millones para extraer mineral de hierro y construir una *steel mill* (acería) en la nación sudamericana.

Al mismo tiempo, la empresa india de tecnologías de la información está abriendo filiales para estar más cerca de sus clientes occidentales. Tata Consultancy Service es la líder, empleando 5 mil técnicos en más de una docena de países latinoamericanos. El mes pasado inauguraron una oficina en Guadalajara, México, los funcionarios de la empresa dijeron que pronto emplearían aproximadamente 500 personas y no menos de diez veces más en los próximos cinco años.

La competencia por operarios de tecnología en India elevó los costos allá, como aconteció con la rupia frente al dólar americano, lo que intensifica el atractivo de América Latina.

Las industrias indias, acostumbradas a cuidar de clientes de baja renta, están descubriendo en América Latina un mercado natural. Tata Motors, con sede en Mumbai, firmó un joint venture con la italiana Fiat para producir *small pickup trucks* en Argentina. Los fabricantes de medicamentos genéricos como Dr. Reddy’s están ofreciendo alternativas de bajo

costo en una región dominada por las multinacionales americanas y europeas. “*Estamos buscando mercado para crecer*”, dijo Puvvala Ydandhar, director de Dr. Reddy’s.

Compartiendo tecnología y empleando químicos, ingenieros y programadores, las empresas indias están ayudando a desarrollar *human resources* en América Latina y no sólo extraer sus recursos naturales. Esto eleva el prestigio de la nación entre los líderes de la región. Algunos ven a India como una compañera en vez de una rival que está allí para robar sus recursos y empleos, *a common worry here about China* (una preocupación común aquí en relación a China).

El presidente de Brasil, Luiz Inácio Lula da Silva, viajó en junio a la India con un grupo de empresarios. México envió su mayor delegación comercial de todos los tiempos a India en marzo y, recientemente, las dos naciones suscribieron un acuerdo de cooperación económica. En mayo, el presidente mexicano Felipe Calderón, cortó la cinta de la *facility* de Tata Consultancy en Guadalajara. “*Él sabe que la mejor manera de competir con China es en servicio*”, dijo Ankur Prakasha, gerente general de Tata en México. El 98% de sus empleados en América Latina son locales. “*No estamos enviando aviones 757 llenos de indios a esta parte del mundo para trabajar. Estamos aquí para crear empleos y no to gobble things up* (no para tragar las cosas con avidez)”.

México fue duramente alcanzado por el ascenso de China. Las exportaciones chinas de productos textiles, zapatos, aparatos electrónicos y otros bienes de consumo que costaron a México decenas de miles de empleos en manufactura, y quitaron del país el lugar del segundo mayor socio comercial de Estados Unidos, además de que inundan el mercado con sus productos importados. El déficit comercial de México con China presentó un récord de 22, 7 mil millones de dólares el año pasado. China invirtió menos de 100 millones de dólares desde 1994, según el Banco de México.

Ya la relación comercial de México con India, aunque pequeña, es mucho más equilibrada. El déficit comercial de México con India fue poco menos de medio billón de dólares el año pasado. Desde 1994 las empresas indias invirtieron 1,6 mil millones de dólares allí, cerca de 17 veces más que China. Viswanathan calcula que la inversión india en México es de 3 mil millones de dólares.

Parte de esas inversiones es en industrias básicas y en las fábricas “maquiladoras”, que hacen mercancías para exportación. La mayor siderúrgica de México es propiedad de Arcelor Mittal, cuyo presidente es el magnate indio Lakshimi Mittal. La firma de productos electrónicos al consumidor Videocon posee una fábrica en Mexicali, que produce *television picture tubes*. Pero “*IT companies*” (empresas de tecnología de la información), incluyendo a Sasken Communication Technologies y Hexaware Technologies, también están estableciendo operaciones en México.

Infosys Technologies, con sede en Bangalore, está construyendo un centro de servicios en el norte de México y empleará a mil personas, dijo el portavoz Peter McLaughlin. La empresa proveerá consultoría y servicios de *back office*, tales como contabilidad para clientes de la empresa en Estados Unidos y en América Latina. McLaughlin dijo que la empresa escogió Monterrey porque le gustó la infraestructura, el grado de instrucción de los trabajadores, la abundancia de ingenieros bilingües y la proximidad con Estados Unidos. “*Es imperativos servir a nuestros clientes en el uso horario conveniente para sus negocios*”.

Las compañías farmacéuticas indias también están creyendo que América latina es un *healthy territory for expansion*. Firmas como Ranbaxy Laboratories, Aurobindo Pharma y Cadila Pharmaceuticals tienen operaciones de venta o manufactura en la región. Con sede en Hyderabad, Dr. Reddy’s vende antibióticos, medicamentos para el estómago y para la alergia

en toda América latina. Pero la fábrica mexicana, comprada a la firma Roche, es el primer joint venture de fabricación en la región.

El principal producto de la fábrica es la “*naproxen*” (naproxena), es un ingrediente activo de analgésicos vendido sin receta médica como Aleve, que es fabricado por Bayer, un importante cliente de Dr. Reddy's.

Yugandhar, de Dr. Reddy's dijo que la compraventa fue atractiva por varias razones. La fábrica, que emplea a 340 personas, está aprobada por la U.S. Food and Drug Administration para las exportaciones a Estados Unidos. Eso posicionó a la empresa para expandirse en México y la compra, realizada de la noche a la mañana, transformó a Dr. Reddy's en la mayor suministradora de naproxena. “*Queremos estar entre las diez principales del mundo en genéricos*”, dijo Yugandhar. “*Usted no puede hacer esto (creciendo) orgánicamente*”.

Yugandhar es el único indio en la fábrica, pero dijo que tuvo pocos problemas. Aunque no existan restaurantes indios cercanos, la *spicy mexican food* (la picante comida mexicana) ayudó a llenar el vacío. Estudia español, pero la mayoría de las reuniones son realizadas en inglés, the company's official language. Los mexicanos manejan las operaciones cotidianas en la planta.

El director de la fábrica, Francisco Casillas, dijo que los dueños indios son científicos de primera categoría, altamente conscientes de los costos, una herencia del competitivo mercado indio. “*Ellos están siempre buscando más eficiencia, productividad y cost savings* (economía de costos)”, dijo Casillas, que mantiene una estatuilla del dios hindú de la buena suerte, Ganesh, aquel con cabeza de elefante sobre la mesa. “*They have taught us a lot.*” (ellos nos han enseñado mucho).

## **Análisis: la teoría del *Peak Oil* vuelve con la publicación BP's Statistical Review of World Energy**

Destacados científicos pusieron en duda el miércoles 13 de junio la evaluación de British Petroleum (BP) sobre las reservas petroleras mundiales, y advirtieron que el agotamiento del recurso vendrá antes que los gobiernos y empresas petroleras están dispuestos a admitir (“*World without oil*”, The Independent, 14/6).

El BP's Statistical Review of World Energy, dada a conocer parece indicar que el planeta cuenta aún con reservas “*proven*” (probadas) para 40 años de consumo a las tasas actuales. Esta estimación, basada en cifras oficiales, postergó de nuevo la fecha en que el mundo quedará sin petróleo. Sin embargo, científicos encabezados por el Oil Depletion Analysis Centre, con sede en Londres. Afirman que la producción global de petróleo llegará a su punto más alto en los próximos cuatro años antes de entrar en una decadencia cada vez más pronunciada, la cual acarreará “*massive consequences*” para la economía mundial y la vida de los seres humanos.

*According to "peak oil" theory, el consumo de petróleo se emparejará con el descubrimiento de nuevas reservas y después lo rebasará, y entonces se empezarán a agotar las reservas conocidas. El geólogo Colin Campbell, jefe del depletion centre explica: "Es una teoría simple que cualquier bebedor de cerveza (beer drinker) entiende. The glass starts full and ends empty and the faster you drink it the quicker it's gone"*(El tarro empieza lleno y acaba vacío, y mientras más aprisa se bebe más rápido se acaba).

El doctor Campbell, veterano de la industria petrolera en cuya trayectoria figuran cargos de geólogo en jefe y vicepresidente de consorcios como BP, Shell, Fina, Chevron Texaco y Exxon, dirigiendo exploraciones en tres continentes. Explica que el *peak* del petróleo convencional regular –el más fácil y barato de extraer- llegó y pasó en 2005. Según el análisis, aun si se toman en consideración el petróleo pesado, las reservas de mar profundo y de las regiones polares, así como el líquido tomado del gas, todos ellos más difíciles y costosos de extraer, de todos modos el *peak* llegará en 2011.

BP niega rotundamente este escenario. Su economista en jefe, Peter Davies, sostiene: *"No creemos que exista una absolute constraint (restricción absoluta) del recurso. Cuando llegue el peak, es probable que provenga de un punto máximo en el consumo, tal vez por la políticas sobre el cambio climático y por el peak de la producción a la vez"*.

En años recientes el *gap* (diferencial) entre la oferta y la demanda se estrecharon. El año pasado casi desapareció. Las consecuencias de una decaída serían inmensas: si el consumo comenzara a rebasar la producción aun por la cantidad más pequeña, el precio del petróleo podría elevarse por arriba de los 100 dólares el barril. El efecto devastador de ese aumento sería con toda probabilidad una recesión global semejante a la gran depresión.

Jeremy Leggett, como Campbell, es un antiguo geólogo que se convirtió al conservationist (ambientalista) : su libro *Half Gone: Oil, Gas, Hot Air and the Global Energy Crisis* (Se fue la mitad: petróleo, gas, aire caliente y crisis energética global) llevó la teoría del "peak oil" a un público más amplio. Leggett compara la renuencia del gobierno y de la industria a encarar el próximo agotamiento del petróleo con la negación del calentamiento global.

*"Me recuerda –dice- esos años en los que nadie quería escuchar a los científicos que hablaban del calentamiento global. En ese tiempo predijimos sucesos con mucho apego a la forma en que ocurrieron. Entonces como ahora nos preguntábamos qué haría falta para que la gente escuchara. No es una conspiración: es una negación institucional"*.

En 1999 las reservas petroleras británicas en el Mar del Norte llegaron al peak, pero en los dos años posteriores era *heresy* (herejía) que alguien en círculos oficiales lo dijera. *"Not meeting demand is not an option. In fact, it is an act of treason"* (Se considera que no satisfacer la demanda no era opción. Es más: eran una traición).

Algo en lo que coinciden la mayoría de los analistas es que la extinción de los yacimientos sigue una curva de campana predecible, lo cual no cambió desde 1956, cuando el geólogo M. King Hubbert, de Shell, construyó un modelo matemático para predecir lo que ocurriría a la producción petrolera estadounidense. La llamada curva de Hubbert muestra que en un principio la producción de un campo se eleva pronunciadamente, luego llega a un plano y por último se desploma hasta el agotamiento. Su predicción de que la producción petrolera de Estados Unidos llegaría al peak en 1969 fue objeto de burlas. La realidad es que el peak llegó en 1970 y el descenso es continuo desde entonces.

En la década de 1970 Chris Skrebowski era planificador a largo plazo de BP. Hoy dirige la *Petroleum Review* y es uno de los directivos industriales que se convirtió a la teoría del peak, cuyo número va en aumento. *"En un principio era muy escéptico"*, reconoce, pero decidió realizar una investigación de los mayores descubrimientos petroleros que se pronosticaban, los

llamados megaproyectos, y concluyó que la producción mundial llegaría al peak en 2011. *"Tenemos capacidad suficiente para los próximos dos años y medio. De ahí en adelante la situación se deteriora"*, sentencia.

En lo que todos coinciden, incluso BP, es que la demanda crece. La rápida expansión de las economías de China e India igualó la dependencia petrolera total del mundo desarrollado, lo cual implica que de alguna parte tendrá que salir más petróleo. La evaluación de BP muestra que la demanda creció mucho más rápido en los últimos cinco años que en la segunda mitad de la década del 90. Hoy consumimos en promedio 85 millones de barriles diarios, cifra que según los cálculos más conservadores de la International Energy Agency (IEA) llegará a 113 millones de barriles diarios hacia 2030.

Dos tercios de las reservas del mundo están en Medio Oriente y el aumento en la demanda se tendrá que enfrentar con enormes incrementos en la oferta de esa región. BP's Statistical Review es la estimación más comúnmente usada de las reservas mundiales, pero, como indica Campbell, no es más que un resumen de estimaciones de gobiernos y compañías petroleras, informes que tienen gran carga política. Como dice Campbell: *"Cuando yo era jefe de una empresa petrolera nunca dije la verdad. It's not part of the game."*

Un sondeo de los cuatro países que reportan las mayores reservas –Arabia Saudita, Irán, Irak y Kuwait- revela importantes problemas. La violencia y el caos significan que la producción es menor que antes de la guerra. Aparecieron documentos que parecen probar que las reservas reales de los países son de la mitad de lo reportado. Y este año Irán se convirtió en el primer gran productor mundial que adopta el *"oil rationing"* (racionamiento petrolero), lo cual permite suponer hacia dónde prevé su gobierno que van sus reservas.

Sadad al-Huseini sabe más que nadie sobre las reservas petroleras de Arabia Saudita. Hace dos años se retiró como jefe ejecutivo de la corporación petrolera del reino, y su visión de hasta dónde se puede elevar la producción saudita pone las cosas en su verdadera dimensión: *"El problema es que fuimos de 79 millones de barriles diarios en 2002 a 84.5 millones en 2004. Subimos de dos a tres millones por año -declaró a The New York Times-. Es como toda Arabia Saudita cada dos años. No se puede hacer eso por tiempo indefinido."*

## **AIE pone en tela de juicio la producción rusa; Gazprom responde con joint ventures**

*"La producción petrolera rusa podría llegar al límite del 2010 al 2012"*, afirma la Agencia Internacional de Energía (AIE) en un informe sobre el mercado petrolero, publicado el martes 12 de junio y del que pocos medios de comunicación se hicieron eco, entre ellos, el francés Le Monde (*"La production pétrolière russe pourrait atteindre un plateau en 2010"*, 13/6). La AIE, que depende de la OCDE y representa los intereses de los principales países consumidores de energía, precisa que el crecimiento de la producción *"podría marcar el paso hasta mediados de la década próxima"*.

Según la AIE, la producción rusa deberá pasar de 9,9 millones de barriles al día (mbd) a 10,6 mbd en 2010, antes de retroceder a 10,5 mbd en 2012. El informe cuenta con un *déclin* (decadencia) anual del 3% de las extracciones de los campos petroleros existentes, y con un

comienzo solamente de veinte de los principales proyectos cuya puesta en marcha es anunciada para los venideros cinco años.

La AIE explica que esta elección de una lista "*extrêmement sélective*" entre los nuevos desarrollos anunciados: "*la incertidumbre sobre el clima de inversiones en Rusia y las capacidades limitadas de perforación justifican la prudencia en la puesta en funcionamiento de nuevos proyectos*", subraya el informe.

"*Nuestra previsión es netamente inferior los niveles -de producción- que implican los objetivos de crecimiento fijados por los productores Rosneft, Lukoil y TNK-BP*", precisa la agencia. La AIE se abstiene de dar conclusiones a largo plazo. "*Extrapolar una decadencia a largo plazo de la producción rusa sería prematuro antes de haber examinado detalladamente las perspectivas más allá de 2012*", insiste el informe.

Rusia es el segundo productor mundial de petróleo, detrás de Arabia Saudita. No es miembro de la OPEP. Según las proyecciones de la AIE, la producción de los países fuera de la OPEP debería caer poco después del 2010, revelaba Le Monde el 19 de septiembre de 2005.

Más allá de las cifras desalentadoras y para desalentar las consecuencias comunicacionales del informe de la AIE, Gazprom firmó el jueves un acuerdo en Alemania con Wingas para aumentar considerablemente su output para el año 2020 con la construcción de tuberías por una cifra cercana a los 4 mil millones de dólares (The Moscow Times, "*Gazprom Looks to Pump Up Volume*", 15/6). Un impulso a la producción sería una buena noticia para el mayor productor mundial de gas, ante la preocupación de que la empresa no invirtió dinero suficiente para satisfacer tanto los nuevos compromisos de exportación como las exigencias del mercado interior.

Alexander Ananekov, segundo CEO dijo que la empresa podría llegar a una producción anual de 670 mil millones de metros cúbicos de gas, un aumento del 15% sobre las proyecciones actuales. La demanda se elevará probablemente en línea con los esfuerzos de la empresa por ganar nuevos mercados, dijo. Con las reservas probadas de 30 mil millones de metros cúbicos, o el 17% del total global, Gazprom planifica construir una tubería a China y una planta de GNL en la región Leningrado, port of Ust-Luga.

Ananekov dijo que los *deliveries* a China viajarán a la misma distancia que el gas de la empresa provee a muchos consumidores domésticos, sugiriendo que el precio pudiera ser similar del que pagan los clientes rusos.

Por su interés mayoritario en el proyecto Sakhalin 2, Gazprom controla una planta de GNL que está siendo construida en el extremo oriente de la isla. *The focus on LNG makes sense*, dijo Ananekov, en un mercado mundial donde el consumo de GNL crece a 10% al año, contra solamente 2% para el gas por tuberías.

Estados Unidos sería un mercado posible para la nueva producción de GNL, dijo Ananekov, con una lista que incluye Japón, Corea y Taiwán. "*La entrada en el mercado de GNL es más sensato para Gazprom, lo que significa un acceso más amplio de los mercados*", dijo Manouchehr Takin, analista del Center for Global Energy Studies. "*Muchos países quieren reducir el empleo de petróleo y aumentar el empleo de gas (...) el gas es limpio*", aseveró.

Pero Gazprom tendrá prisa para desarrollar suficientes campos para satisfacer el aumento potencial, dijo Dmitry Lukashov, analista de Alfa Bank. Parte del problema es que la fecha del objetivo está demasiado lejos para una evaluación exacta. "*Alguien puede hacer proyectos a largo plazo como estos*", dijo Lukashov. "*They don't mean anything.*"

Pero Gazprom estuvo trabajando para aumentar la inversión, logrando levantándola en 50% este año a 11 mil millones de dólares, dijo Yevgenia Dyshlyuk, analista de UralSib Bank. Dyshlyuk añadió que la empresa podría tomar prestamos para el nuevo desarrollo,

considerando su *low debt* (deuda baja) en relación con sus reservas probadas y la capitalización de mercado.

El anuncio del jueves del plan de construcción de la tubería con Wings, un joint venture de Gazprom con la compañía energética alemana, Wintershall, vino como backdrop (telón de fondo) de las preocupaciones de insuficiente suministro. El proyecto verá gastados 4 mil millones de dólares para 2015 en la construcción de tuberías en Alemania que se unirán a Nord Stream, el gasoducto que Gazprom construye con las energéticas alemanas E.ON y BASF. El pipeline correrá bajo el Mar Báltico, evitando así los países de tránsito.

Nord Stream llevará el gas del campo de Shtokman en el Mar de Barents, que tiene reservas de 3,7 trillones de metros cúbicos de gas. Gazprom planea tener el campo en operación para 2013, con una producción de 71 bcm a 94 bcm por año, dijo Ananikov.

En uno de los escenarios, la mitad del gas será convertido en GNL y la otra mitad transportado por gasoductos a Europa. Ananikov también reiteró que Gazprom traería otro *major production project* -Yamal- en operación como fue previsto en 2011.

El costo de producción en Yamal sería de 20 dólares por mil metros cúbicos, o 5 dólares más alto que el campo más reciente que entró en producción, Zapolyaroye. El gas de Shtokman y otros proyectos costarán aún más. Los costos de producción medios actuales son de aproximadamente 13 dólares.

## Canadá: la rentabilidad económica y ambiental de las arenas bituminosas

Cada neumático de los enormes camiones que cargan la arena negra pegajosa en la mina del norte de Canadá pesa tanto como cuatro autos, explica un ingeniero emocionado; los camiones, por su parte, pueden cargar 400 toneladas. Hay planes para varias minas *open-cast* (a cielo abierto) de alrededor con 3 mil m<sup>2</sup>; las subterráneas van a estar por un área de 35 mil m<sup>2</sup>.

Las arenas bituminosas (oil sand o tar sand) en Canadá pueden contener 174 mil millones de barriles de petróleo que pueden ser recuperados de forma lucrativa y 141 mil millones de barriles de petróleo que sólo valdrán la pena explorar si los precios del commodity suben y si los costos de extracción caen lo bastante para dar a Canadá reservas de petróleo mayores que las de Arabia Saudita. Esa arena está atrayendo a grandes inversores, oil majors como Royal Dutch Shell, Exxon Mobil y Total. *But they are also stirring great controversy* (pero están causando gran controversia) (The Economist, "Building on sand", 25/5).

Hasta recientemente, la mayoría de las grandes petroleras rechazaba esa oil sand, pues sería muy cara para ser explotada. En la mayor parte de los casos, extraer petróleo involucra también el derrumbe de los bosques que recubren la región, drenar los *boggy ground* (tierras pantanosas) y cavar hasta retirar la arena subterránea. Las petroleras entonces tienen que mezclarla con agua y calentarla usando gas natural, para separar el petróleo de la arena. Algunas

hacen eso en el subsuelo, bombeando vapor en esos depósitos profundos y retirando el resultado. Ambos procesos producen bitumen, que necesita de más procesamiento antes de finalmente ser refinado en gasolina. Todo eso consume mucha energía y cuesta, sólo en esa operación de explotación, de 18 a 23 dólares por barril producido.

Analistas del Citibank reconocen que el precio del petróleo tiene que mantenerse por encima de los 40 dólares el barril para que la explotación del petróleo de arena valga la pena. Pero, con el petróleo cerca de los 70 dólares y con las petroleras luchando por hallar nuevas reservas, esa arena pronto se transformó en algo atractiva. *There is no exploration risk: the oil is definitely there.* Una vez en operación, esas minas pueden producir un flujo constante por 30 años o más, mientras la producción de pozos más convencionales es bien menos previsible. Y, mejor aún, ese petróleo de la arena está en Canadá, un país *hearteningly* estable y moderado.

Por eso, las grandes compañías están corriendo para allá. El mes pasado, la francesa Total dijo que aumentaría sus inversiones totales en la región a una suma en torno a los 13 mil millones de dólares. La noruega Statoil colocó 2 mil millones en una empresa canadiense dueña de concesiones de explotación de oil sand. Shell, Exxon, Chevron y otras están llegando. La producción en la región, ahora cerca de 1,2 millones de barriles por día llegará a 4 millones de barriles/día en 2020, colocando la producción de Canadá en el mismo nivel que la de Irán.

Pero no todas las gigantes empresas petroleras están convencidas. BP, por ejemplo, ya dijo que, si el precio del gas natural aumenta, o el del petróleo cae, la explotación de la arena va a ser menos interesante. En la situación actual, dice la industria, los precios de explotación triplicaron desde 2001, gracias a la falta de mano de obra y de piezas de reposición, como aquellos enormes neumáticos.

Mientras tanto, la provincia de Alberta está revisando su legislación tributaria. En los años 90, cuando había poco interés en la extracción de las oil sand, Alberta pretendía atraer inversiones adoptando royalties de sólo un 1% de los ingresos hasta que los costos de inversión fueran recuperados. Hoy, aunque la producción está en un *booming*, la recaudación de la provincia está cayendo, pues las petroleras toman ventaja de esa y de otras *tax breaks*. Los críticos argumentan que los tiempos cambiaron y que los productores pueden pagar más ahora. Además de eso, dicen que el rápido crecimiento de la industria está presionando la inflación en la provincia y sobrecargando su infraestructura y debería reducir la marcha. El alcalde del mayor distrito que posee oil sand pidió calma para los nuevos proyectos.

Pero la mayor incertidumbre se refiere al tema del medio ambiente. Extraer petróleo de la arena produce dos o tres veces más dióxido de carbono que un pozo normal, de acuerdo con el grupo de defensa del medio ambiente Pembina Institute. Hasta ahora el gobierno canadiense juró reducir sus emisiones. Para lograrlo necesitará reducir proyectos de oil sands en la proporción de producción petrolera de 2% anual. Activistas de WWF, otro *pressure group*, dicen que un régimen mucho más resistente es necesario.

Canadá improbablemente sea capaz de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero para 2020 debido al crecimiento de la industria de las oil sand, advirtió un grupo de investigación ("*Green group hits at Canada over oil sands*", Financial Times, 5/6). Canadá admitió que no existe ninguna posibilidad de satisfacer su compromiso de cortar las emisiones de gases de efecto invernadero para 2008-2012 conforme el protocolo, pero el gobierno propuso una reducción del 20% de las emisiones del nivel del año pasado hacia el final de la próxima década. Sin embargo, WWF sostiene que el crecimiento esperado de la producción de petróleo de arena es "*inconsistent*" (incoherente) con menos del objetivo exigido.

La extracción del petróleo de arena y arcilla que requiere ser mezclado con gas, significando una producción de emisiones de gas invernadero mucho más altas que los

métodos tradicionales de extracción petrolera. Las oil sand, como el resto de la industria canadiense, sería sujeta a la intensidad de los objetivos de gases de efecto invernadero del plan del gobierno, cortando el volumen de emisiones al nivel de producción.

En Estados Unidos, California y otros 11 Estados están planeando adoptar leyes que proscibirían la venta de gasolina proveniente de explotaciones que emitieran mucho dióxido de carbono. Shell y otros grandes inversores en la explotación de las arenas esperan reducir sus emisiones al canalizar los gases para que sean estocados en el subsuelo, aunque la tecnología está en sus primeros pasos. O sea, las incertidumbres en torno a la explotación del petróleo de la arena son tan grandes cuanto su desarrollo.

## **Energía nuclear: Areva busca extender su producción de uranio (segunda parte)**

Después de ser ignorado durante veinte años, el "yellow cake", volvió a ser un producto muy apreciado. Desde 2005, la carrera por adquirir minas de uranio se apresura y los precios despegan. Como sus competidores, el grupo francés Areva, que quiere incrementar su producción de uranio de 6.000 toneladas en 2005 a 12.000 toneladas en 2011 procura desde hace tres años extender su dominio minero ("*Areva, numéro un du nucléaire, entend doubler dans les cinq ans sa production d'uranium*", Le Monde, 14/6).

Ya plenamente instalado en Níger (Leer informe anterior), en Canadá y Kazajstán, el número uno mundial nuclear intentó en 2005 obtener una fuerte participación en Olympic Dam, la mina gigantes del grupo australiano WMC, finalmente adquirida por el grupo anglo-australiano BHP Billiton. Areva intenta dar otro paso con la adquisición del productor canadiense UraMin, que dispone de permiso en Sudáfrica, Namibia y la República Centroafricana. "*Discutimos también con otras empresas mineras pequeñas*", precisó un portavoz.

A principios de junio, SXR Uranium One anunció la compra de otra canadiense, Energy Metal Corporation por 1,5 mil millones de dólares, creando el segundo grupo mundial del sector por reservas, detrás de la también canadiense Cameco. Un "*poids lourd*" (peso pesado) que estará bien colocado para responder a la demanda de los explotadores de los 104 reactores en servicio en Estados Unidos. Por otro lado, junto a los gigantes mineros (BHP Billiton, Rio Tinto, Areva...) las pequeñas empresas intentan desarrollarse en ese mercado.

No es el agotamiento de las reservas sin su subexplotación lo que amenaza a los productores de electricidad. "*Durante veinte años, los precios cayeron a cerca de 10 dólares la libra, la consecuencia de las esperanzas exageradas en el desarrollo de los reactores nucleares* (sobre 1.800 gigawatts -

GW- contemplados, sólo 370 GW se realizaron)”, recuerda Bertrand Barrém consejero de Areva. Los electricistas revendieron sus existencias mientras que el mercado debía absorber las reservas militares puestas en venta con el final de la guerra fría. Las minas se cerraron (en Francia en 2001), las compañías quebraron y toda la exploración se detuvo.

La "*course*" (trayecto) del uranio prosiguió sólo en 2004, cuando varios países decidieron lanzar o volver a lanzar la construcción de centrales. Hasta hoy, la desviación entra la producción minera (45.000 toneladas) y el consumo de los reactores (70.000 toneladas) pudo ser colmado por el reciclaje del combustible usado y la conversión de las existencias militares. Pero estas últimas se agotan y la penuria amenaza.

Los países consumidores se despiertan. China quiere construir reservas estratégicas de uranio. Los países productores quieren valorizar sus yacimientos, hasta encontrando, a veces, la oposición de los ambientalistas. El gobierno checo acaba de anunciar que la explotación de la única mina de uranio en Europa será prolongada.

Níger les concedió recientemente una decena de permisos de exploración a grupos canadienses. Mucho tiempo reticente a dar valor plenamente a sus recursos, Australia (40% de las reservas probadas) decidió producir más. La apertura de una mina toma de diez a quince años, mineros y electricistas deben invertir desde ahora para tranquilizar los aprovisionamientos y alimentar los reactores de nueva generación que entrarán en funcionamiento en el periodo 2015-2020.

Areva debe tranquilizar el aprovisionamiento de sus clientes, particularmente el grupo francés EDF, que explota el parque más grande de centrales en el mundo (58 reactores). “Tenemos objetivos ambiciosos de desarrollos de minas” **Olivier Mallet vice presidente del grupo francés encargado del sector mines-chimie-enrichissement**. El grupo reactivó proyectos del CEA y del Cogema que, por falta de rentabilidad, dormían desde hace treinta o cuarenta años.

Aunque EDF decidió reducir su dependencia a su abastecedor histórico Areva. Desde el 2004, busca acceder a zonas geográficas de gran potencia (Australia, Asia Central). Algunos se preguntan si la empresa debería invertir directamente en minas. Otros analistas piensan también en Total, que pretende diversificarse en el dossier nuclear, debería repetir actividades mineras abandonadas hace años por Elf-Aquitaine.

Hoy a más de 100 dólares la libra, el uranio natural jamás fue tan caro (representa sólo el 5% del precios del costo del megavatio/hora). Momento que reencontró la cotización de los años de 1970, el Nymex (New York Mercantile Exchange) contempla la apertura de un mercado a término.

## **Areva se acerca a Mauritania en busca de uranio**

Operadores mauritanos y Areva pretenden establecer y desarrollar una colaboración en el dominio de búsqueda minera. Areva no es el único grupo que quiere sacar provecho del pastel, tan amarillo... así las siguientes empresas efectúan actualmente trabajos de prospección y de exploración en Mauritania: Murchison United NL, Alba Mineral Resources PLC, Mauritania Ventures Ltd (Le Blog Finance, 16/6)

Este anuncio fue hecho por el presidente de la oficina de África y Medio Oriente de la empresa, Diabir, que se encuentra en Nouakchott donde fue recibido por el jefe de estado mauritano, Sidi Mohamed Ould Cheikh Abdallahi y el ministro de petróleo y minas, Mohamed El Moctar Ould El Hacén.

El sector minero mauritano representaba desde el principio un pulmón económico para el país y hasta mediados de los años 70. Pero, entre 1975 y 1983, en respuesta a la recesión económica (particularmente la caída vertiginosa de los otros proyectos de hierro y de otras sustancias) su economía minera y esencialmente monoprodutora, se sofocó rápidamente. Según el gobierno, la principal razón es la falta de información geológica y de promoción del sector minero. En efecto, las exploraciones geológicas fueron pocas y cubrieron sólo sectores localizados por la inmensidad del territorio, de la hostilidad del clima y de la falta de infraestructuras de rutas.

Pero el sector minero mauritano conoce desde hace poco un renacimiento. El gobierno central decidió dar prioridad al sector minero. Así es como firmó un convenio con el FMI en 1985 que definía los términos de un programa de tres años y estaba destinado a relanzar la industria minera. Este programa fue seguido por otro proyecto de consolidación y desarrollo entre 1989 y 1991. Desde esa fecha, Mauritania pagó a las instituciones financieras internacionales (Banco Mundial, FMI, etc) y recobró su crecimiento económico. El sector minero contribuye actualmente entre el 12 y el 15% del PBI y representa el 5% de las exportaciones del país.

El 8 de noviembre de 2006, Alba Mineral Resources y Fosse Investments anunciaron una inversión calificada de estratégica en la exploración de uranio mediante la toma de una participación del 50% de la compañía privada de exploración minera Mauritania Ventures Limited. El objetivo de esta sociedad es la exploración de uranio, y el análisis del potencial del mineral de hierro, de cobre del país. El ministerio mauritano de minas concedió dos permisos de exploración (311 y 312) el 1 de noviembre de 2006 así como el tercer permiso (313) el 4 de diciembre de 2006. Estos tres permisos, que cubren una superficie de 4465 km<sup>2</sup> al norte de Mauritania, son los primeros de seis permisos de exploración ofrecidos por el país (Alba Mineral Ressources, 14/6)

## **Brasil: puesta a punto de la “Ley del Gas”**

Indicada en el Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) como prioridad para mejorar el ambiente regulatorio en Brasil, la Ley del Gas comienza a tomar forma, con la presentación del informe del diputado Joao Maia (PR-RN) a la comisión especial formada para discutir el asunto.

Y no está exento de polémicas, con un punto que deberá provocar oposición entre la Unión y los Estados: conforme quería el gobierno federal, el Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) ganará, de acuerdo con el informe del diputado, poderes para establecer las prioridades de consumo de gas natural en casos de emergencia.

Maia adelantó al diario económico brasileño Valor que, en situaciones reconocidas por el CNPE como de riesgo inminente de desabastecimiento, el Ejecutivo podrá implementar un plan de contingencia, que deberá disponer de “*medidas iniciales, medidas que mitiguen la reducción en la oferta de gas y consumos prioritarios*”. La elaboración y acompañamiento de las acciones del plan se quedarán bajo responsabilidad de un comité de contingencia, a ser coordinado por el Ministerio de Minas y Energía.

Tres proyectos de ley fueron reunidos para la creación de un margo regulatorio del gas natural: el del gobierno, el texto de autoría del ex senador Rodolpho Tourinho (ya aprobado en el Senado) y una propuesta del ex diputado Luciano Zica. El que salga de la comisión y que sea aprobado en el plenario de la Cámara deberá, después de pasar por el Senado, hacerse en la nueva Ley del Gas. Hay varios puntos polémicos: cual será el régimen de otorgamiento (concesión o autorización), si y por cuanto tiempo habrá exclusividad en el uso de los gasoductos existentes, como lidiar con una crisis de suministro.

El informe de Maia debe provocar reacción de los gobiernos estatales, que quieren tener voz en la discusión sobre cómo controlar una crisis de suministro y resisten a implementar un plan de contingencia elaborado por Brasilia. “*Es un precepto constitucional que el monopolio de la distribución del gas es de los Estados*”, señala el secretario provincial Desarrollo Económico e Energía do Rio, Júlio Bueno. “Cualquier plan de emergencia que apunte a prioridades en el abastecimiento de gas necesita ser negociado con los Estados, jamás impuesto por el gobierno federal. La cuestión ganó relevancia después de las amenazas de corte en el suministro de Bolivia.

El Ministerio de Minas y Energía ya dejó clara su preferencia por la atención de las fábricas termoeléctricas movidas a gas natural. Esa elección suscita contestaciones de sectores de la industria –como vidrio y cerámica- que convirtieron hornos y equipos para utilización de gas.

En Río, la prioridad es el uso de gas para mover los vehículos que adoptaron ese tipo de combustible. “*Usamos más de 3 millones de m<sup>3</sup> por día para aprovisionar la flota vehicular, principalmente taxis. Necesitamos ser oídos*”, dijo Bueno, que asumió la presidencia del Fórum de Secretários do Estado para Assuntos de Energia y ve la nueva ley con preocupación. Maia afirma que la ley no mencionará cuáles sectores –térmicas, industrias o GNV- que serán prioritarios en un eventual plan de contingencia, pero confirma que CNPE ganará atribuciones hoy inexistentes o poco claras. Dice, “haber negociado personalmente, con el ex ministro Silas Rondeau y su equipo, los términos del capítulo de la ley que trata de la contingencia de gas.

En el texto de Tourinho, aprobado en el Senado, había la previsión de privilegiar el abastecimiento de las térmicas para 2010, en caso de necesidad de continencia. Esa enmienda fue colocada a pedido del liderazgo del gobierno, atendiendo el pedio del Palacio de Planalto. La intención del los Estados era cambiar ese punto en la tramitación de la ley en la Cámara, pero la redacción dada por el relato no deberá satisfacerlos.

Para el profesor Adriano Pires, director del Centro Brasileño de Infraestructura (CBIE), es polémica la inclusión de una capítulo para tratar la continencia del gas en la nueva ley. “*El CNPE no tiene autoridad para eso. Es inconstitucional*”, señala el especialista. Recuerda que no es el monopolio de los Estados en la distribución que deber ser considerado, pero los contratos de suministro en vigencia.

Pires evalúa que el gobierno federal intenta encontrar formas de garantizar, en momentos de crisis, el abastecimiento de gas para las termoeléctricas. “El gobierno sabe que la posibilidad de racionamiento de energía eléctrica es enorme”. En las estimativas del especialista, habrá serías restricciones al despacho de las fábricas térmicas los próximos años, si

no hubiera corte de suministro a otros consumidores. Por eso, es grande la oportunidad de que el gobierno, por imposición o negociando con los Estados, tenga que definir como será hecho el racionamiento de gas.

Pires cree que, en 2007 y 2008, solamente un 29% y un 35% de la capacidad de generación eléctrica de las térmicas podrá ser accionada con el gas disponible. En 2009, con el inicio de las importaciones de gas natural licuado (GNL), sería posible aumentar el despacho para un 50%. El año pasado, la Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) determinó la retirada de 3,6 mil megawatts (MW) medios de capacidad térmica del cálculo de energía disponible en el sistema interconectado nacional.

### **Régimen de licitación de los gasoductos**

Quien quiera construir gasoductos va a ganar el derecho de explorar esos activos durante un tiempo, con exclusividad. Pero el periodo de uso exclusivo será determinado caso a caso, por el edicto de la Agencia Nacional del Petróleo (ANP) para cada licitación. Maia se resiste a aceptar la propuesta del gobierno de asegurar diez años de exclusividad a la empresa responsable por la construcción de los gasoductos.

Algunos integrantes de la oposición vienen criticando el texto de Maia por evaluar que abre la posibilidad de que algunos nuevos gasoductos que continúen siendo otorgados vía autorización –como desea Petrobras, que domina el sector, pero no de empresas del sector privado (Estado de San Pablo, 14/6). Petrobras argumenta que la exclusividad es necesaria para obtener el retorno de las inversiones en un mercado emergente, como Brasil. El mismo plazo de diez años fue propuesto por el ex diputado Zica. En el proyecto de Tourinho, aprobado en el Senado, no hay exclusividad para los nuevos gasoductos.

Tourinho defiende el libre acceso de cualquier empresa interesada a los gasoductos de transporte, mediante el pago de tarifa por el uso de las instalaciones, desde que haya capacidad ociosa o disponible. Para Tourinho, eso trae un ambiente de competencia en el sector, beneficiando a los consumidores finales, sin perjudicar el retorno de las inversiones. La concesión, la garantía de equilibrio económico-financiero y un sistema tarifario que preserve la remuneración de la inversión dispensa la fijación de un periodo para uso exclusivo, dice Tourinho. “*La exclusividad es absolutamente innecesaria*”.

En el caso del periodo de exclusividad de explotación de los nuevos ductos, el texto de Maia prevé que ese plazo sea establecido en cada edicto para licitación de la concesión de un nuevo gasoducto. Se trata de un medio término entre los proyectos de Tourinho (que determina la concesión) y de Zica (sólo autorización). En la concesión, el gobierno abre competencia para la disputa entre los interesados por la construcción del ducto y gana poderes para establecer la política tarifaria del transporte de gas, a ser definida en el edicto. En la autorización, se concede la licencia a una empresa específica, dispensando la competencia. “*La autorización fomenta más la inversión y, desde que es justificada técnicamente, es más ágil y menos burocrática*”, defiende Zica.

El presidente de Petrobras, José Sérgio Gabrielli, reforzó la posición de la estatal en relación al proyecto de la “Lei do Gás”. Dijo que la industria de gas en Brasil aún es

“*extremadamente nueva*” y que es preciso montar su infraestructura y garantizar suministro antes de hacer una apertura mayor del mercado.

Gabrielli volvió a defender también el régimen de autorización para la construcción de nuevos gasoductos, en vez de hacerse por medio de concesión. “*La concesión es una forma de repasar gran parte del riesgo al Estado*”, argumentó el ejecutivo. Según el presidente de Petrobras, en el régimen de autorización, el riesgo mayor es el propio inversor, que, hasta por eso, consigue tasas de retorno mayores y puede ser más osado e invertir más.

El proyecto del gobierno daba preferencia a la concesión como régimen de otorgamiento, pero abría mucho espacio para autorizaciones. Maia explica que cerró más las puertas para el uso de las autorizaciones. El régimen de praxis será la concesión, dice el autor. Las autorizaciones sólo serán válidas para proyectos en que “*hay un único consumidor interesado*” (caso de un canal que conecta el ducto principal a la unidad de procesamiento) o “*fruto de un acuerdo internacional*” (como el Gasoducto del Sur, que se quiere construir desde Venezuela, pasando por el territorio brasileño).

Otro punto polémico: los gasoductos existentes serán revertidos a la Unión en 30 años, según el informe del diputado. El gobierno proponía 35 años, tiempo que consideraba adecuado para garantizar el retorno de la inversión. Zica critica la migración de esos activos para el patrimonio de la Unión. Sospecha de la quiebra del contrato, ya que los gasoductos fueron construidos bajo una regla que no preveía la cesión de los activos. Para el ex diputado, “el texto del gobierno también tiene un enfoque excesivamente liberal”. Según este, es innecesario crear una ley específica del gas. Bastaría enmendar la ley del petróleo, de 1997, conforme propone su proyecto de ley.

## **Estrategia: Pemex propone cambios al artículo constitucional para ingreso de extranjeras**

La estrategia institucional de negocios de Pemex propone modificaciones al artículo sexto de la ley reglamentaria del 27 constitucional, para que mediante acuerdos con otras empresas petroleras –que participarían de los beneficios– se puedan explotar yacimientos localizados en aguas profundas del Golfo de México, colindantes con los límites de Estados Unidos.

La propuesta precisa que los cambios normativos permitirían celebrar “*acuerdos de unitización*” para designar una sola compañía operadora en la explotación de yacimientos de hidrocarburos que crucen los límites fronterizos y compartir la producción, eliminando los pagos en efectivo, figura todavía prohibida por la Constitución. El artículo sexto de la ley reglamentaria del 27 constitucional establece: “Petróleos Mexicanos podrá celebrar con personas físicas o morales los contratos de obra y de prestación de servicios que la mejor realización de sus actividades requiere. Las remuneraciones que en dichos contratos se establezcan serán siempre en efectivo y en ningún caso concederán por los servicios que se

presten o las obras que se ejecuten porcentajes de los productos ni participación en los resultados de las explotaciones".

Asimismo, Pemex propone que los proyectos de explotación en aguas profundas se exceptúen de lo establecido en las leyes de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las mismas y de la de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público. Además, considera la participación de terceros en actividades industriales, entre ellas la apertura del transporte, almacenamiento y distribución de crudo, petrolíferos y petroquímicos básicos.

El nuevo protocolo de los tratados limítrofes en materia de yacimientos transfronterizos, de acuerdo con Pemex, abriría *"la posibilidad de explotar eficientemente yacimientos de hidrocarburos que crucen límites superficiales (fronteras)"* para resguardar los intereses de cada país.

Víctor Rodríguez Padilla, experto en materia energética y asesor del Congreso, así como de organismos multilaterales, explicó que se pretende que estos nuevos acuerdos denominados de *"unitización"* sean aplicados por asignación directa sin el control de fiscalización y supervisión. *"El gobierno de Felipe Calderón tiene toda la intención y el compromiso, después de la campaña electoral, para abrir las actividades de exploración y producción a la inversión privada nacional y extranjera. Sin embargo, con todos los sondeos de opinión que ha mandado a hacer, en los que se revela que 80 por ciento de la población está en contra de abrir el sector energético a la inversión privada, va a reformar leyes secundarias para darle la vuelta a la Constitución"*.

También integrante del Centro de Investigación sobre América del Norte (Cisan), de la UNAM, aseguró: *"Esto es la llave con que quieren meter a empresas trasnacionales que remplacen a Pemex en la explotación de yacimientos transfronterizos sin licitación, sin los controles de las leyes de Obras y Adquisiciones, con la obligación de pagar con hidrocarburos y sin necesidad de un tratado internacional con Estados Unidos"*. La estrategia institucional y el proceso de negocios de Pemex, que llega hasta 2015, también propone al Poder Legislativo la *"apertura de la industria para permitir la convivencia del capital público y privado con esquemas de asociación de riesgo compartido para proyectos intensivos en inversión y tecnología"*.

Es importante recordar que México y Estados Unidos comparten más de mil 100 kilómetros de frontera marina en el Golfo de México. La línea se extiende de tierra firme, en la costa de Tamaulipas, hasta mar abierto en la frontera con Cuba. Las zonas geológicas con posibilidades se localizan en los primeros 300 kilómetros. Al final de este primer tramo se localiza el Cinturón Plegado Perdido. Más adelante, hacia el este, se localiza la Región Occidental, que dio lugar en junio de 2000 a un tratado internacional con Estados Unidos para delimitar dicha zona y establecer compromisos en materia de yacimientos trasfronterizos. Este tratado se firmó en Washington el 9 de junio de 2000 y entró en vigor el 17 de enero de 2001, imponiendo una moratoria para ambos países de 10 años, que se cumplirá el 16 de enero de 2011, es decir, que al término de esta fecha cualquiera de las dos partes podrá iniciar la exploración y explotación de crudo en aguas profundas (entre 2 mil 500 y más de 3 mil 500 metros).

Según cálculos de Pemex, de un total de 53 mil 800 millones de barriles de petróleo crudo identificados como recursos prospectivos, alrededor de 29 mil 300 millones de barriles se localizan en el Golfo de México. Los cambios también sugieren una reforma a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (que en teoría debería de ser el ente rector de la política y el mercado energético en México) para fortalecerla y darle mayores atribuciones. Ahora sólo es una oficina expendedora de permisos.

Con las reformas propuestas se pretende *"crear una autoridad reguladora que ejerza derechos sobre los hidrocarburos, que otorgue asignaciones, concesiones y permisos"*. Lo anterior, permitiría la participación de terceros en actividades extractivas de gas natural no asociado.

El diagnóstico asume que las restricciones previstas en las leyes de Obra Pública, Adquisiciones y Servicios restan flexibilidad a la toma de decisiones, además de que limitan la formación de alianzas estratégicas y dificulta la competencia de una industria global.

## **Pemex necesita una inversión anual superior a los 150 mil millones de pesos mexicanos**

El director de Pemex Exploración y Producción, Carlos Morales Gil, aseguró que la paraestatal necesita una inversión anual superior a 150 mil millones de pesos para poder buscar nuevos yacimientos de hidrocarburos en aguas profundas. Al participar en el foro Seguridad energética, organizado por el Senado de la República, el funcionario subrayó que el 60 por ciento de las reservas probables de México se encuentran en aguas profundas, 20 por ciento a mil 500 metros por debajo de la superficie del mar.

En su intervención, Morales Gil aseguró que el país cuenta con 11 mil millones de barriles de petróleo de reservas probadas, 11 mil millones de reservas probables y 10 mil millones más de posibles, mientras *"los hidrocarburos que no han sido descubiertos serían del orden de 54 mil millones de barriles"*.

Señaló que las reservas probables se encuentran distribuidas de la siguiente manera: 30 por ciento en la cuenca del sureste y un porcentaje idéntico en el Golfo de México. *"Algunas empresas internacionales ubican en el Golfo de México profundo reservas probables del orden de 40 mil millones de barriles, y estamos hablando de cifras conservadoras"*, indicó.

El director de Pemex Exploración y Producción se pronunció por ampliar la capacidad de esta subsidiaria *"mediante la participación de terceros, lo que permitirá tener oportunidades de generación de valor hasta ahora desaprovechadas"*. En su exposición, el funcionario reiteró que existe *"aún sin descubrir"* un potencial de 54 mil millones de barriles. *"Esto se ha calculado con base en metodología que se utiliza en todo el mundo. Es necesario aumentar la exploración en la cuenca del Golfo de México y mantener las otras exploraciones; hay que diversificarlas e internacionalizar a Pemex para que vaya a explorar a otros lados"*.

En el área de producción, indicó que se requieren nuevos esquemas, desarrollar campos *"maduros y marginales"* y recursos humanos y económicos, porque *"Pemex no puede continuar pidiendo prestado para desarrollar sus proyectos. El nivel de apalancamiento de la paraestatal ha sido excesivo. Los proyectos tienen que hacerse con recursos propios"*. Precisó que para mantener una producción en 3.1 millones de barriles diarios y 6 mil millones de pies cúbicos de gas son necesarias inversiones de 150 mil millones de pesos anuales.

Señaló que Cantarell *"fue el mejor regalo que la naturaleza le dio al país"*, pero recordó que su declive comenzó en 2004. *"Todavía ese año produjo 2 millones de barriles de crudo por día, cuando la producción en el país sumaba más de 3 millones 383 mil barriles"*. Por su parte, el presidente del Senado, el priísta Manlio Fabio Beltrones, aseguró que es necesaria e inaplazable una política energética que garantice la seguridad y la soberanía del país, pero sobre todo que el Estado siga manteniendo la rectoría sobre los recursos energéticos. Esos recursos *"seguirán siendo del pueblo de México, y en este aspecto no será modificada la Constitución. Es preciso reiterar este postulado constitucional,*

*porque en días recientes se advertía sobre el riesgo de una crisis fiscal si no se permite la inversión extranjera en el país y se reforma la Constitución".*

*"Conocemos el origen y los intereses que representan estas presiones del exterior, como también sabemos que nuestra política energética debe definirse e instrumentarse en el contexto de un mercado energético hemisférico y global, y en el contexto de una era de energía cara y escasa", aseveró.*

Sobre la reforma fiscal que presentará el gobierno federal al Congreso en los próximos días, Beltrones señaló: *"A nosotros (el PRI) nos interesa más ir a la profundidad de una reforma de carácter hacendario, en la que no sólo se revisen los ingresos, sino que partamos de la revisión del gasto que hace el Ejecutivo"*. Indicó que la reforma debe incluir un nuevo régimen fiscal para Pemex y llamó a ir más allá de lo que hasta ahora se ha manejado en los medios.

## **Falta de energía barata amenaza el crecimiento del sur peruano**

En abril pasado, el Organismo supervisor de la inversión en energía y minería (Osinergrmin) disminuyó el precio de la energía eléctrica para Lima en aproximadamente 3% por el contrario, a las regiones del sur las castigó con un aumento de hasta un 5%. La imposición de esta variación no es arbitraria, el organismo regulador lo único que hizo fue reflejar en las tarifas un problema que se veía venir desde hace mucho tiempo: la escasez de energía eficiente y barata en el sur del país (El Comercio, 16/6).

A diferencia de esta región, en el centro del país (que incluye Lima) la construcción de nuevas plantas hidroeléctricas y térmicas permitió aumentar la oferta y disminuir las tarifas, mientras que en el sur, en los últimos cuatro años, no hubo inversión en plantas de generación eléctrica. Pese a que ambos sistemas (el del centro y el del sur) se encuentran interconectados por la línea de transmisión Mantaro-Socabaya, y en teoría el sistema central podría "exportar" energía al sur, la capacidad de transmisión es limitada, pues solo se transportan 256 megavatios (MW) y actualmente trabaja al tope de su capacidad.

Juan Carlos Liu, gerente general de Consultores Supervisores y Asesores Nacionales (Cosanac), señala que la congestión de la línea Mantaro-Socabaya hace que ambos sistemas se desvinculen económicamente, generando dos realidades distintas. *"Mientras en el sur los precios comienzan a subir, en el centro bajan"*, indica Liu.

*"El problema de la falta de energía en el sur sería la punta del iceberg de un problema que año a año podría agravarse"*, señala Rafael Laca, consultor de Elemix. Y es que se avecinan una serie de proyectos mineros como Las Bambas (Apuímac), Antapaccay (Puno), Quellaveco (Moquegua), Tía María (Arequipa) y las ampliaciones de Tintaya (Cusco), Cerro Verde (Arequipa) y la refinería de Southern Perú (Moquegua). Estos programas exigirán grandes volúmenes de electricidad. Laca indica que al insertar mayor demanda y no aumentar la oferta, los precios continuarían subiendo en el sur, amenazando con ello su desarrollo.

Consultado sobre el tema, el ministro de Energía, Juan Valdivia, indica que para el sur se contemplan una serie de plantas hidroeléctricas con las que se espera enfrentar la difícil situación de precios. En proyecto está la ampliación de la central hidroeléctrica de Machu Picchu (Cusco), la de San Gabán (Puno) y Tarucani (Arequipa), aunque hasta el momento solo

la primera aseguró su financiamiento. Y, de conseguir recursos las otras dos, la construcción de las plantas demoraría entre cuatro y cinco años, tiempo en el cual el problema continuaría agravándose.

A través de un decreto supremo, el Ministerio de Energía y Minas encargó a Pro Inversión que realice una licitación para reforzar la línea de transmisión Mantaro-Socabaya, lo que significa construir una segunda línea de transmisión de 300 MW que permita enviar más energía al sur. Carlos Ariel Naranjo, gerente general de Red de Energía Eléctrica del Perú, señala que esta línea permitirá transportar más energía desde el centro y atender las necesidades del sur, aunque concuerda que lo más eficiente es que haya más proyectos de generación eléctrica en el sur para atender el crecimiento de su demanda.

Liu asegura que la construcción de una segunda línea es una solución temporal, considerando que en tres o cuatro años también podría coparse, por lo que considera la necesidad de que las autoridades hagan un planeamiento integral del problema de energía del sur, evaluación que pasa por el imperativo de llevar gas natural al sur para impulsar la generación térmica con un insumo barato que permita, a la vez, menores tarifas eléctricas e impulse su desarrollo.

Se debe indicar que actualmente las empresas Suez Energy, Petro-Perú y Petrobras realizan un estudio para transportar gas natural hasta Matarani, recorriendo la costa y partiendo desde Pisco. A diferencia de esta propuesta, Liu señala que se debería estudiar la construcción de un gasoducto que parta desde la zona de Kepashiato (Cusco) y una las ciudades de Cusco, Puno y Arequipa, atendiendo a los proyectos mineros de estas regiones, pero sobre todo abaratando la energía. *"En este caso se beneficia a mucha más gente y a más industrias que yendo por la costa, cuyo alcance es limitado. Además, se tendría un segundo gasoducto que permitiría reducir los riesgos en el abastecimiento del gas natural al sector eléctrico"*, señala.

Y si bien esta podría ser una alternativa, el Ministerio de Energía y Minas, Osinergmin y Pro Inversión son los que deberán definir una estrategia para tratar de solucionar el problema de energía del sur en una forma integral y urgente. El tiempo apremia.

## **Cambio en el Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) para los combustibles**

La propuesta del Ministerio de Economía y Finanzas peruano (MEF) para cambiar el Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) a los combustibles se va afinando. Reducir la tasa del ISC para evitar alzas en los precios internos ante el incremento acelerado del petróleo no sería la decisión final (La República, 15/6).

Según el ministro de Energía y Minas (MEM), Juan Valdivia, el Ministerio de economía estaría buscando establecer una relación entre el ISC y el precio internacional (de los combustibles). Es decir, si sube el precio del crudo en el mercado internacional bajaría el ISC, y si baja el precio subiría la tasa de dicho impuesto. Además, los combustibles más contaminantes pagarán una mayor tasa de l ISC, de las que se les aplica a la fecha, agregó el viceministro de Economía, Juan Miguel Cayo.

Precisó que de acuerdo al mandato de ley, a partir del próximo año y hasta 2016, se debe ir adecuando la carga tributaria del ISC en función del índice de nocividad de cada

combustible. “Estamos trabajando actualmente la propuesta, los combustibles que contaminan más pagarán más”, comentó (El Comercio, 15/6).

Respecto al ISC para el etanol, reiteró que el MEF no modificó su posición de mantener este impuesto, la cual “*también es respaldada por el Ministerio de la Producción*”. “Hay un tema de informalidad muy grande en el caso del alcohol que se destina para bebidas alcohólicas. Sería muy complicado controlar qué parte va para combustibles y qué parte para bebidas”, afirmó.

Para el especialista Aurelio Ochoa, la propuesta central de que el ISC se fije en base a los precios internacionales del petróleo es “*muy sensata porque sería una forma de atenuar los efectos internacionales en el mercado local*”. Además, evitaría que el Estado siga destinando dinero “*que podría utilizarse en obras sociales*” para evitar alzas al usuario final (Fondo de Compensación de Combustibles). “*La medida debe aplicarse en breve*”. Sin embargo, recaló que este cambio en el ISC no tendría el efecto esperado si Perú continúa tomando como referencia el precio del barril del petróleo WTI (Texas), que el viernes cerró a 67.65 dólares, nivel más alto de este año, que es más caro que el crudo que extraen las petroleras en Perú.

Según el especialista, la actual metodología es irreal y no se adecua a nuestro mercado porque no importamos combustibles y el petróleo desde la zona del Golfo de México. Sobre el tema, el director general de Hidrocarburos del MEM, discrepó de las palabras de Ochoa. Aclaró que el WTI no “*fija los precios de los combustibles*”. “*Cuando se determinan los precios referenciales de los combustibles no se fijan precios del mercado interno, sino únicamente son valores referenciales para efectos de la aplicación del Fondo de Combustible*”.

Recordó que el precio internacional de los combustibles siempre presionará el comportamiento de los precios internos debido a que se importa más del 50% del petróleo que emplean las refinerías peruanas para la elaboración de combustibles (Correo Perú, 14/6). En ese sentido, reiteró que la única medida con la que cuenta el gobierno para evitar un alza en los precios domésticos de los combustibles, debido a su incremento en el mercado internacional, es el uso del Fondo para la Estabilización del Precio de los Combustibles Derivados del Petróleo.

Además, el viceministro dijo que la mayor parte de los proyectos de etanol se orientan a la exportación, por lo que su consumo local no es significativo. “*Las gasolinas están condenadas a ser sustituidas por gas natural y gas licuado de petróleo (GLP), cada vez nos sobraré más gasolina para exportar. El caso del diesel es diferente, somos grandes consumidores y a la vez deficitarios. Por eso estamos a favor de incentivar el biodiesel*”, subrayó.

El presidente de Petroperú, César Gutiérrez, informó que la aplicación del ISC al etanol sólo implicará una recaudación de 3,5 millones de dólares anuales por lo que su exoneración no podría significar un impacto grande al fisco (Andina, 5/6). Precisó que teniendo en cuenta que el barril de petróleo está a 67 dólares, la recaudación por ISC a las gasolinas en Perú sería de 451 millones de dólares al año, y si a esa gasolina se le agrega un etanol con ISC, entonces la recaudación subiría a más de 454 millones.

“*No se perdería mucho (para el fisco) con la exoneración pero se beneficiaría a la comercialización del etanol, porque, al ser combinado con las gasolinas, el precio final podría costar tres por ciento menos; aunque eso sólo significa algunos céntimos*”, indicó. Manifestó que la exoneración del ISC al etanol sería uno de los factores que haría atractivo dicho sector a los inversionistas, aunque hay un tema pendiente de resolver que es la habilitación de tierras para el cultivo de insumos para el etanol como la caña de azúcar.

## Cifras y Notas del Sector:

### El impulso de la energía eólica (El País, 16/6)

Los fabricantes de molinos de viento están eufóricos. Nunca como ahora la demanda de máquinas para generar electricidad ha sido tan fuerte. La política de incentivos fiscales impulsada por Estados Unidos puso al tope al mercado. Todas las grandes compañías quieren explotar parques eólicos. Hasta Coca-Cola se metió en el negocio. No hay molinos para todos.

*“Hace 20 años el barril de petróleo costaba ocho dólares. Desde entonces el PBI de Dinamarca creció un 50% sin aumentar la importación de energía”.* Desde la cima del escalafón eólico, la compañía danesa Vestas, pionera en el desarrollo de aerogeneradores, observa el panorama con orgullo. El 28% del mercado mundial de los molinos es suyo. Y ocupa uno de los tres primeros puestos por ventas en la mayoría de los países con un avanzado desarrollo de energía eólica.

El presidente de Vestas, Ditlev Engel, recorre las capitales financieras para ofrecer a los analistas de los buenos resultados de la compañía. En 2006 facturó 3.854 millones de euros y vendió generadores por una potencia global de 4.239 megavatios, el equivalente a cuatro centrales nucleares, si soplara el viento en continuo. Tal y como está el mercado, la tendencia a mejorar los resultados no para. En el primer trimestre del año, Vestas ingresó 760 millones, un 6% más que en el mismo periodo de 2006.

Los beneficios no sólo sonríen a Vestas. El sector eólico atraviesa un momento dulce auspiciado por el impulso de Estados Unidos. Desde el año pasado, grandes corporaciones norteamericanas completamente ajenas al sector, como es el caso de la cadena popular de almacenes Wal-Mart o el fabricante de bebidas Coca-Cola, aterrizaron e la construcción de parques eólicos impulsados por incentivos fiscales.

El gobierno de Estados Unidos dispuso desde el año pasado que es deducible fiscalmente el 30% de cualquier beneficio empresarial si se reinvierte en un parque eólico. Este incentivo supone un ingreso de 0,16 euros el kilovatio/hora sobre el precio de la venta de energía y estará vigente hasta finales de 2008. Los parques eólicos se benefician, además, de otros incentivos estatales o municipales por coste evitado de combustible fósil consumido, certificados verdes y otros instrumentos aplicados al uso de energías alternativas.

La moda de los parques eólicos invade Estados Unidos, donde este año se prevé la instalación de 3.000 megavatios de potencia. Ni Vestas, ni Gamesa -segundo fabricante mundial-, ni GE Wind, Enercon, Suzlon o Siemens son capaces de atender a la fuerte demanda mundial de molinos y tardan más de medio año en entregar los pedidos. La posición de liderazgo de Vestas es tan ventajosa, según fuentes del sector, que no se molesta en buscar clientes. Sólo entrega máquinas a los promotores que más garantías le ofrecen en cumplir los plazos para terminar un parque eólico.

Ditlev Engel sostiene que todavía hay mucho margen para este negocio. El ejemplo lo tiene cercano, en su propia casa: *“Cuando empezó Vestas hace 20 años, el precio del petróleo basculada*

*entre los ocho y los nueve dólares el barril. Nadie, entonces, había oído hablar del calentamiento global ni de la dependencia energética. Desde entonces, el PBI de Dinamarca ha crecido un 50%, tiene un enorme superávit y no ha aumentado sus importaciones de energía; el 20% de nuestra electricidad proviene del viento".*

Engel está convencido de que el camino recorrido por Dinamarca será seguido por la Unión Europea, Estados Unidos, China, India, con lo que el mercado eólico tiene el futuro garantizado en territorios inmaduros. En los maduros, el desafío está en sustituir las viejas y pequeñas máquinas de poca potencia por otras a partir de tres megavatios, donde su cuota de mercado roza el 87% mundial.

No muestra interés por los molinos marinos, de los que tanto se habla. *"El viento sopla más sobre el agua que en la tierra, pero la capacidad de montaje es muy limitada; de los 75.000 megavatios instalados en el mundo sólo 700 son marinos y 400 están en Dinamarca. Salen muy caros".*

## **BP detiene exploración en Vietnam debido a disputa con China (Reuters US, 13/6)**

British Petroleum detuvo planes para realizar trabajos de exploración en la costa sur de Vietnam debido a una disputa territorial entre Hanoi y China. El bloque está alrededor de 370 kilómetros mar adentro, entre Vietnam y las Islas Spratly, una serie de afloramientos rocosos en el mar del sur de China, que se sospecha que contiene grandes depósitos de gas y petróleo, que son reclamados por Vietnam, China y Taiwán. *"Dadas las circunstancias, sentimos que tuvimos que suspender las investigaciones sísmicas planeadas del bloque 5.2 para dar a los gobiernos implicados la oportunidad de resolver el tema,"* dijo el portavoz David Nicholas.

En abril, luego que Vietnam planeaba llevar a cabo elecciones locales en las islas, el Ministerio de Relaciones exteriores de China dijo que el gobierno vietnamita estaba agitando el problema al acordar con BP y sus socios el desarrollo del área. Vietnam respondió que el proyecto de yacimiento de gas natural y gasoducto estaba dentro de los límites de su soberanía.

Nicholas agregó que la producción de gas de BP, la distribución de combustible y las operaciones de energía en Vietnam estaban sin afectarse. Además comentó que BP no había esperado llevar al bloque 5.2 o a su vecino, el bloque 5.3, a la producción por *"algunos años."*

La importante petrolera estadounidense ConocoPhillips y la estatal Petrovietnam son socias en el bloque de exploración. Vietnam tradicionalmente ha sido muy cauto con su mayor vecino asiático y en 1979 los dos países combatieron en una breve guerra en la frontera luego que Vietnam ocupó Camboya y destituyó al régimen de los Khmer Rouge respaldado por Pekín. Pekín y Hanoi normalizaron relaciones en 1991.

En 1988, China y Vietnam lucharon en una breve batalla naval cerca de una de las islas Spratly, en la que más de 70 marineros vietnamitas murieron. Pero las tensiones han disminuido considerablemente en años recientes pues las relaciones mejoraron. Una fuente de la industria dijo que el grupo de servicios de yacimientos francés CGGVeritas había sido contratado para llevar a cabo el trabajo de investigación sísmica mediante 3D, utilizando su buque Orion.