

## Informe Sobre El Mercado Energético Mundial

Del 9 al 16 de noviembre de 2007

### Índice:

India apuesta por el torio como nuevo combustible nuclear	2
✓ <i>África y la apuesta de los países ricos por la energía nuclear</i>	3
Análisis: El megayacimiento brasileño Tupi y sus múltiples implicaciones	5
Geopolítica: China entre BHP Billiton y Rio Tinto. Mineral de hierro, carbón y uranio en el centro de la escena	8
✓ <i>China reestructura las empresas de carbón</i>	11
✓ <i>¿Cuáles son los principales minerales metálicos y cuales son sus usos industriales?</i>	12
✓ <i>¿Cuál es el origen de las principales compañías mineras occidentales?</i>	13
✓ <i>¿Dónde están situados los principales recursos mineras del planeta?</i>	13
Análisis: ¿Quién pagará la cuenta de las emisiones de carbono?	14
✓ <i>Los países emergentes podrían producir su propia crisis climática</i>	16
✓ <i>Las 25 centrales eléctricas más contaminantes del mundo</i>	17
Venezuela muda el modelo de empresa mixta al sector de gas natural	18
Welcome to a world of runaway energy demand	20
✓ <i>Petróleo 100 dólares, un negocio no tan lucrativo para las majors</i>	22
Chile sopesa la extracción petrolera y el potencial geotérmico	25
Cifras y Notas del Sector	27
✓ <i>Un proyecto de cable eléctrico solar que unirá a Argelia con Alemania</i>	27
✓ <i>Perú superará récord de contratos de hidrocarburos en el 2007</i>	28
✓ <i>El BID financiará proyectos de energía limpias en América Latina</i>	28

## India apuesta por el torio como nuevo combustible nuclear

India va a lanzar la construcción, en las semanas próximas, de un prototipo de reactor a agua pesada que funciona con Torio<sup>1</sup>, se llamó así en honor a Thor, el dios escandinavo de la guerra, que inaugurará una nueva vía en el nuclear civil. El primer reactor de vocación comercial de este tipo deberá entrar en operación en 2020. India es uno de los pocos países del mundo que contempla seriamente esta alternativa a los combustibles nucleares tradicionales, el uranio y el plutonio.

La utilización del torio en el ciclo de combustión presenta numerosas ventajas. El mineral produce al menos de la mitad de desechos radioactivos que el uranio y está disponible en cantidades superiores. Las reservas indias de torio están estimadas en 290.000 toneladas contra solamente 70.000 en el caso del uranio. Además, al ritmo de consumo actual, los recursos mundiales identificados de uranio podrían agotarse en 50-70 años.

Para responder al crecimiento de sus necesidades energéticas, India no tiene apenas otra elección que de volverse hacia el torio. El país quiere aumentar la parte de energía nuclear en su producción de electricidad en un 25% en 2050, contra el 3,7% en la actualidad, pero falta uranio. India posee en efecto en su suelo el 1% de las reservas mundiales de este elemento y no está autorizado a importarlo desde 1974, fecha de su primer ensayo nuclear.

La negociación de un acuerdo con Estados Unidos podría levantar esta interdicción. Pero su firma parece comprometida debido a la oposición de una parte de la coalición en el poder en New Delhi. "*Si no firmanos el acuerdo nuclear con Estados Unidos, y ante la falta de recursos suficientes de uranio, deberemos revisar la bajada de al menos 6.000 megawatts (MW) de nuestro objetivo de producción de 20.000 MW de energía nuclear en 2020*", reconoció recientemente, Anil Kakodkar, presidente de Atomic Energy Commission (AEC).

Queda pues el torio, que podría hacerse el combustible de la independencia energética de India. Este país posee un cuarto de los recursos mundiales. "*La idea consiste en dirigirse hacia la autonomía gracias a los reactores con torio*", confirmó Abdul Kalam, ex presidente de la República, que está considerado como uno de los padres de las armas atómicas indias. Para hacerlo, New Delhi lanzó, a finales de los años 1970, un programa nuclear en tres etapas. El país primero importó tecnologías extranjeras para construir centrales clásicas, a agua pesada, funcionando con uranio y produciendo plutonio. Doce reactores ya funcionan y cuatro otras están en construcción.

El plutonio también obtenido permite el pasaje a la segunda etapa en 2010, con la construcción de un *breeder reactor* (reactor reproductor) de una potencia de 300 MW. Este

---

<sup>1</sup> El torio es un elemento químico, de símbolo Th y número atómico 90. Es un elemento de la serie de los actínidos que se encuentra en estado natural en los minerales monazita, torita y troyanita.

Sus principales aplicaciones son en aleaciones con magnesio, utilizado para motores de avión. Tiene un potencial muy grande de poder ser utilizado en el futuro como combustible nuclear pero esa aplicación todavía está en fase de desarrollo. Existe más energía encerrada en núcleos de los átomos de torio existente en la corteza terrestre que en todo el petróleo, carbón y uranio de la Tierra.

El torio en estado puro, es un metal blanco-plata que se oxida con mucha lentitud. Si se reduce a un polvo muy fino y se calienta, arde emitiendo una luz blanca deslumbrante. El torio pertenece a la familia de las substancias radioactivas, lo que significa que su núcleo es inestable y que en un lapso de tiempo más o menos largo se transforma en otro elemento

reactor utilizará como combustible el plutonio. India tiene un activo programa de desarrollo que incluye reactores tanto rápidos como de reproducción térmica. La tercera etapa, que es iniciada por estos días con el prototipo con torio, llevará al abandono definitivo del uranio. Acabará en la construcción, desde 2020, de reactores que funcionará con torio. El país ya construyó un mini reactor prueba de una potencia de 30 MW, pudiendo convertir el torio en uranio 233, una materia fisible que no existe en el estado natural.

Esta tecnología permite a India contemplar en lo sucesivo la construcción de reactores que utilizarán, como combustibles el uranio 233 y una cantidad ligera de plutonio. *"Todavía necesitamos el tiempo para concebir instalaciones seguras. En 2020, seremos los únicos en el mundo en producir la energía nuclear de gran escala a partir del torio"*, asegura Ratan K. Sinha, director del departamento de "desarrollo y concepción de los reactores" del Bhabha Atomic Research Centre (BARC). La convicción que el torio tiene el futuro es compartida por la empresa americana Novastar Ressources, que quiere colocarse como líder sobre el futuro mercado de este elemento y acaba de comprar una mina en Estados Unidos.

## África y la apuesta de los países ricos por la energía nuclear

África corre riesgos de apagón, y la energía nuclear es vista como una solución. Los países ricos y sus empresas, interesadas en los recursos naturales y en el potencial del mercado del continente, se dicen dispuestos a ayudar. Pero la iniciativa nuclear enfrenta grandes barreras, inclusive dudas sobre si el dinero necesario va aparecer. Hay aún preocupación con la disponibilidad de los equipos nucleares y conocimiento técnico en países que son frecuentemente inestables.

Un consorcio entre el gobierno sudafricano y Westinghouse Electric, división de la japonesa Toshiba, está invirtiendo 3 mil millones de dólares en un nuevo tipo de fábrica nuclear, cuyos defensores dice que puede llevar al desarrollo de fábricas más baratas en el futuro. Sudáfrica, que responde por un 60% del total de la generación en el continente y opera un sistema de distribución que también suministra electricidad a sus vecinos Namibia, Botswana y Zimbabwe, planea gastar 20 mil millones de dólares para actualizar su sector energético, con inversión en por lo menos cinco reactores nucleares de larga escala.

Sudáfrica, dueña del 7% de las reservas mundiales recuperables de uranio, también reveló planes para enriquecer y exportar combustible nuclear. *"Sería muy extraño para cualquier país con el potencial de uranio de Sudáfrica, que ya hizo enriquecimiento en el pasado, no beneficiarse de sus depósitos de uranio"*, dijo el ministro Public Enterprises (de Obras Públicas) de Sudáfrica, Alec Edwin, aunque haya enfatizado que el país respetará totalmente las reglas de la Agencia Internacional de Energía Atómica (AIEA)<sup>2</sup>.

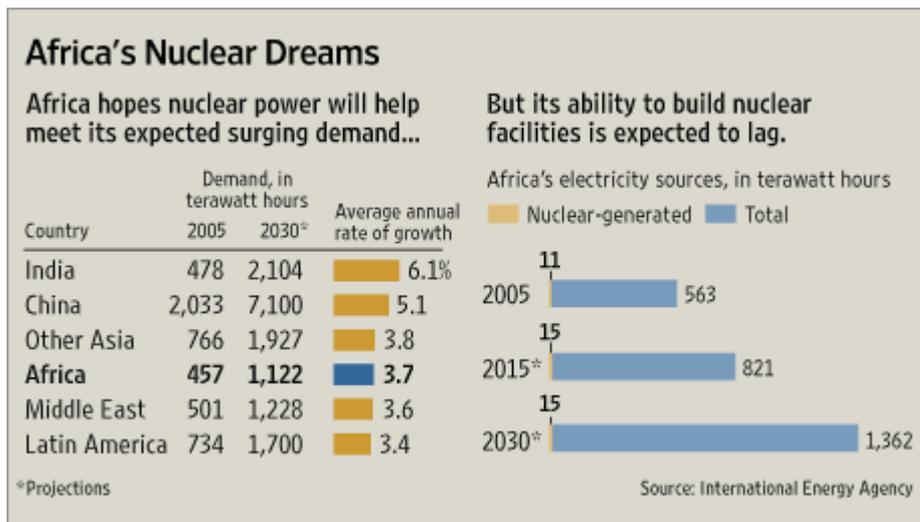
Esa iniciativa coincide con un interés creciente de los países africanos, dueños de cerca del 20% de los depósitos recuperables de uranio del mundo, en desarrollar sus

---

<sup>2</sup> The Wall Street Journal, "Africa Has Nuclear Hopes", (13/11)

propios programas de energía nuclear. Los líderes de Nigeria, Senegal, Uganda y Egipto manifestaron este año el deseo de desarrollar programas nucleares para resolver el problema de la falta de electricidad o diversificar las fuentes nacionales de energía. El año pasado, África fue el segundo mayor destino, después de Europa, de los recursos de la AIEA destinados al desarrollo de la energía nuclear, recibiendo 298,000 dólares. Túnez ya anunció que pretende construir su primer reactor para 2020. Mientras tanto, Burundi, República de Congo y Cabo Verde son los más recientes países africanos a recibir la aprobación para integrar la AIEA y la República de Guinea quiere discutir la posibilidad de desarrollar una industria de energía nuclear con la agencia, que está afiliada a la ONU.

La demanda africana por electricidad debe crecer a una media anual de 3,7%, más que duplicándose hasta 2030, según la AIE, organización formada por los países industrializados para acompañar el sector energético mundial. Sólo África subsahariana necesita 560 mil millones de inversiones en el sector de electricidad en los próximos 20 años, según Jeannot Boussougouth, analista de la empresa de consultoría e investigación Frost & Sullivan. África responde por cerca de un 5% del consumo mundial de energía, no por falta de demanda, pero porque la electricidad es cada vez menos suficiente para todos.



Pero la energía nuclear exige un capital inicial considerable y vasta capacidad técnica. La AIE prevé que la participación africana de la energía nuclear crezca a 15 terawatts/hora en 2015, ante 11 en 2005, pero aún corresponderá a un porcentaje minúsculo de la electricidad africana. Hans-Holger Rogner, jefe de la división de planificación y estudios económicos para la energía nuclear de la AIEA, dice que “*un potencial renacimiento nuclear surgió en la cabeza de las personas, pero aún no llegó a la cartera*”. La seguridad también es una preocupación creciente. Los críticos apuntan que no es preciso mucho para crear un primitiva “*dirty bomb*” (bomba sucia) caso incluso en pequeñas cantidades de combustibles nuclear que queden disponibles. “*La energía nuclear es un compromiso de largo plazo, un compromiso político y económico, que usted simplemente no puede conectar y desconectar*”, dice Rogner.

Gran parte del esfuerzo sudafricano está enfocado en un reactor pequeño, de bajo costo, que está siendo desarrollado en el litoral cerca de Ciudad del Cabo. El proyecto llamó la atención del Departamento de Energía de Estados Unidos, que suministró 3,7

millones de dólares para estudiar su potencial en otras áreas. Dennis Spurgeon, U.S. Assistant Secretary for Nuclear Energy, dice que la tecnología es una entre una decena de proyectos en estudios por una iniciativa americana de 250 millones de dólares que busca llevar reactores nucleares de pequeña escala a países en desarrollo.

La tecnología está siendo desarrollada por Pebble Bed Modular Reactor: Westinghouse tiene un 15% de la empresa, con el resto en las manos del gobierno sudafricano y de su estatal Eskom. Esta usa miles de esferas de grafito del tamaño de una bola de tenis, rellenas con granos de uranio del tamaño de un grano de sal y encapsulados en capas de cerámica resistente. Sus creadores dicen que esas capas pueden mantener el combustible seguro para temperaturas más altas que el máximo obtenido en una reacción en cadena. Dicen aunque los balones lentamente pierden casi todo el uranio, lo que hace impracticable recuperarlo. Para sus defensores, esa tecnología, cuando fuera comercializada, puede ser construida de manera más rápida y barata – en dos años cerca de 500 millones de dólares; no necesita agua para el enfriamiento, entonces puede ser instalada en cualquier lugar.

## **Análisis: El megayacimiento brasileño Tupi y sus múltiples implicaciones**

A pesar del optimismo con el descubrimiento de las reservas gigantes de petróleo y de gas, Brasil no conseguirá resolver en el corto plazo la crisis de abastecimiento de gas natural. Según Estado de San Pablo<sup>3</sup>, Brasil no es prioridad número 1 de Bolivia, principal proveedor de ese país, y el calentamiento del mercado de gas natural licuado (GNL), que debe perdurar por los próximos años, va a dificultar las compras del producto. *“No existe crisis. No uso la expresión crisis de gas por no existir”*, repite la directora de Gas y Energía de Petrobras, Maria das Graças Foster. Ella asumió el cargo hace poco más de un mes, sustituyendo a Ildo Sauer, que salió tirando contra la política energética del gobierno. Los especialistas alertan, sin embargo, sobre la repetición de sustos como el de la semana pasada, cuando Petrobras redujo las entregas de gas a las distribuidoras de Rio y San Pablo.

La tendencia es que la situación se normalice sólo en la próxima década, con la entrada en operación de campos de gas como Mexilhão, en la Bacia de Santos, y los complejos Peróá-Cangoá y Golfinho, en Espírito Santo, que dependen de la conclusión de gasoductos para aprovisionar al mercado. Mexilhão, que repuntó en 2004 con reservas estimadas en 420 mil millones de metros cúbicos de gas, disminuyó a 280 mil millones. Aunque continúe una promesa gigante, sólo deberá producir en 2009. *“Están haciendo una injusticia con Mexilhão. La estimativa de producción es de 9 millones de metros cúbicos por día a partir de 2009, pudiendo llegar a la previsión inicial de 15 millones”*, defiende Francisco Nepomuceno, gerente-ejecutivo de Explotación y Producción de Petrobras.

*“Hasta 2011, tendremos que vivir como equilibristas de circo”*, compara el consultor Adriano Pires, Centro Brasileiro de Infra-Estrutura (CBIE). Alerta sobre el riesgo de repetición de la crisis de abastecimiento de gas ya en abril de 2008, si las lluvias de verano no son suficientes para elevar substancialmente el nivel de las reservas de las hidroeléctricas. Si no llueve bien, el precio de la energía sube y las térmicas vuelven a ser

---

<sup>3</sup> Estado de San Pablo, *“Escassez de gás deve durar até 2011”*, (11/11)

accionadas. Mientras el gerente técnico de la consultora Gas Energy, Ricardo Pinto dijo que aún no tuvimos tiempo de evaluar con detenimiento esa noticia (del descubrimiento), pero, a buen seguro, tiene el aspecto de invertir (en la opinión pública) el escenario de crisis del abastecimiento que Petrobras está viviendo, dijo. Pinto destacó que el descubrimiento coloca a Petrobras en una posición “*bastante positiva*”<sup>4</sup>.

Petrobras corre para inaugurar la primera terminal de GNL, con una capacidad de 7 millones de metros cúbicos por día, en el primer semestre de 2008, lo que contribuiría a aliviar la escasez de gas. Pero hay escepticismo en el mercado de la posibilidad de encontrar combustible a buenos precios en el mercado mundial, una vez que la demanda de energía es creciente.

El bloque de Tupi, cuyas reservas pueden llegar a 8 mil millones de barriles de óleo equivalente (sumado al gas), sólo deberá producir en 2013, sin impacto, por lo tanto, en la oferta en el corto plazo. Además de eso, se trata de una gran reserva de petróleo con poco gas, que, en opinión de los especialistas, debe ser usado para aprovisionar las plataformas y ampliar la presión de las reservas. En el marco del Congreso Mundial de Energía, que se realiza en Roma, el presidente de Petrobras, José Sérgio Gabrielli, anticipó que la producción del megacampo alcanzará el pico de 10 a 15 años. El pico de producción “*será muy probablemente*” superior a 200 mil barriles de petróleo equivalente (boe) por día, aunque subrayó que es muy pronto para estimativas más precisas<sup>5</sup>.

De un país preocupado sólo en garantizar la autosuficiencia en petróleo, Brasil está, ahora, delante de la perspectiva de hacerse exportador y hasta de integrar la OPEP, como dijo su presidente Lula da Silva. “*Las reglas del juego cambiaron*”, dijo el economista Walter de Vitto, de la Tendencias Consultoría Integrada. El hecho exigirá una estrategia específica en cuanto al uso de las reservas petroleras, según evalúan técnicos<sup>6</sup>.

La AIE dijo que el reciente descubrimiento offshore de reservas de billones de barriles en Tupi y en China (el campo Jidong Nanpu, en la bahía de Bohai) sugiere que “un muy retardado salto en la explotación global puede generar aumentos significativos en la oferta fuera del Golfo de Medio Oriente”. Los descubrimientos en Brasil y en China son bien menores que los campos “gigantes” de Medio Oriente<sup>7</sup>. El campo offshore Safaniyah, en Arabia Saudita, tiene una reserva estimada de 35 billones de barriles, mientras el campo onshore Ghawar contiene cerca de 70 billones de barriles. Sin embargo, las noticias surgieron que combinados, los dos nuevos descubrimientos (Brasil y China) pueden generar una producción de 1,5 mil millones de barriles diarios hasta finales de la próxima década.

Sólo para iniciar el proyecto-piloto en el bloque Tupi, similar al de Kashagan en Kazajstán, Petrobras y sus socios BG y Petrogal tendrán que invertir en torno a 600 millones de dólares solamente en la perforación de diez pozos de prospección. Además de eso, será necesario para el piloto, previsto para 2010 o 2011, la contratación de la plataforma y otros equipos pesados. De momento, fueron perforados sólo dos pozos en la región, uno a distancia de diez kilómetros del otro<sup>8</sup>.

El bloque de Tupi está localizado en alta mar, en profundidad por encima de 2 mil metros. Pero las 41 áreas retiradas de la próxima subasta de la ANP a causa de ese descubrimiento no se sitúan necesariamente en aguas profundas. Hay varios bloques en la lámina d’agua de 400 metros, lo que aún es considerado “*agua rasa*”. Petrobras explora petróleo en profundidades superiores a 3 mil metros. Según Nepomuceno, el criterio para la retirada de áreas de la subasta no fue la profundidad, pero sí la proximidad con áreas donde fueron encontradas reservas en rocas de capa pre-sal.

<sup>4</sup> Valor, “*Descoberta não elimina risco de escassez*”, (9/11)

<sup>5</sup> Estado de San Pablo, “*Produção de Tupi deve atingir pico em 10 a 15 anos*”, (13/11)

<sup>6</sup> Estado de San Pablo, “*Exportação vira foco da estratégia para o petróleo*”, (15/11)

<sup>7</sup> Agência Estado, “*AIE destaca Campo de Tupi, mas alerta para custos elevados*”, (14/11)

<sup>8</sup> Estado de San Pablo, “*Para começar, US\$ 600 milhões*”, (11/11)

Para retirar el petróleo leve encontrado en la capa de pre-sal del bloque Tupi, Petrobras tendrá que gastar más de cuatro veces el valor medio que invierte actualmente en la producción de óleo de los campos de aguas profundas en la Cuenca de Campos. Según la proyección del geólogo Giuseppe Bacoccoli, las reservas de óleo leve encontradas por la estatal brasileña de más de 6 mil kilómetros de la superficie, en aguas ultra profundas, no deberán tener un costo inferior a los 30 dólares por barril, ante los 7,5 dólares de la actualidad que gasta la estatal, conforme lo divulgado en el balance financiero de la empresa<sup>9</sup>.

Aún así, el geólogo y profesor de la Universidad Federal de Río de Janeiro (UFRJ) cree que la explotación puede ser factible, gracias al mantenimiento de los precios del barril en nivel más elevado en el mercado internacional. *“Nadie espera una caída del valor del barril a menos de 60 dólares. Y eso ya justificaría producir en el área de Tupi?”*, comentó. Eso sin contar la compraventa de los equipos pesados necesarios a la producción. *“Por los recientes valores contratados por la industria del petróleo, una plataforma no sale por lo menos 1,5 mil millones de dólares, más los cerca de 500 millones de dólares en pozos y otros 500 millones de dólares en equipos para dar infraestructura necesaria a la operación de esta unida. Estamos hablando de una inversión media en torno a 3 mil millones de dólares por unidad de producción, que responder por algo en torno a los 100 mil o 150 mil barriles por día”*, agregó.

Con base en ese cálculo, para instalar un sistema semejante a su mayor campo productivo, de Marlim, responsable por 600 mil barriles diarios, serían necesarias inversiones de 18 mil millones de dólares para la instalación de seis plataformas o hasta 36 mil millones de dólares si fueran instaladas 12 plataformas para la producción de hasta un millón de barriles equivalente por día. La dificultad de acceso, la actual elevación de los costos de equipos en el sector petrolero y una amplia extensión del campo deben dificultar el trabajo de Petrobras y encarecer las inversiones. Para el geólogo, sería necesarias entre seis y 12 plataforma, del tipo FPSO, que son sistemas flotantes de producción y almacenaje.

En razón de la profundidad a la que estarán conectadas, las unidades no pueden ser fijas, explicó el profesor. Para producir de media un millón de barriles por día, cada una tendrá que se conectada a diez pozos o 15 pozos. Considerando que Petrobras gastó en torno de los 240 millones de dólares para perforar el primer pozo en Tupi, y redujo ese costo a 60 millones de dólares en las embestidas siguientes, Bacoccoli estima que los próximos pozos deban tener un costo en torno a los 30 millones de dólares.

El geólogo observa, sin embargo, que ese volumen de inversiones, sería sólo para explorar cerca de cinco mil millones a ocho mil millones de barriles de óleo equivalente existentes en reservas de petróleo en el área de Tupi, sin considerar el volumen potencial que puede ser confirmado, si se comprueba que hay una continuidad de esa misma reserva en otros puntos de la extensión de 800 kilómetros de la capa pre-sal. *“A lo que todo indica, eso es muy posible, porque el tipo de óleo encontrado en los pozos perforados por Petrobras en la capa pre-sal en Espírito Santo son del mismo tipo y de la misma calidad de Santos. Es muy difícil ocurrir tamaño semejanza. Y ahí estaríamos considerando que Tupi es sólo la punta de un iceberg con más de 80 mil millones de barriles de óleo”*, observó.

La escasez de mano de obra calificada y los cuellos de botella en los suministros de equipos pueden llevar a atrasos en el cronograma del proyecto. *“La demanda por equipos y recursos humanos en el sector de petróleo está calentada en el mundo entero”*, afirma Saul Suslick, diretor do Centro de Estudos de Petróleo da Unicamp. *“No se forma un ingeniero o un geólogo especializado de la noche a la mañana”*, prosigue. *“Como tiene un nivel técnico de primera y conocimiento profundo del sector, las compañías tenderían a buscar a Petrobras para hacer sociedades.”*<sup>10</sup>

<sup>9</sup> Estado de San Pablo, “Barril de Tupi vai custar 4 vezes mais”, (13/11)

<sup>10</sup> Valor, “Exploração das reservas é tarefa complicada”, (12/11)

Por lo menos cinco empresas ya operan prospectando petróleo en la Cuenca de Santos, en bloques de explotación vecinos a Tupi. Shell, Respsol, Wintershall, Chevron y Amerada Hess remataron áreas en el local, pagando entre 45 millones y 116 millones de reales en cada una de ellas. Los bloques fueron subastados en 2000 y 2001, en la segunda y la tercera ronda de la ANP<sup>11</sup>. Si fuera comprobado que el óleo localizado en Tupi forma parte de una enorme reserva debajo de la capa pre-sal, que puede extenderse continuamente para los bloques vecinos, el gobierno debe promover la “*unitização*” de las reservas. Se trata de un cálculo que junta todas las participaciones de la reserva continua y después separa la participación proporcional de cada empresa en el volumen encontrado. “*Ante el tamaño imaginado para ese mega reservorio, la situación es inédita en el mundo. Cabrá al gobierno trazar un nuevo tipo de modelo para administrar el negocio*”, dijo el profesor Edmar de Almeida, del Instituto de Economía da Universidade Federal do Rio.

En el mapa de las concesiones de la Cuenca de Santos, es muy nítida la proximidad de los 26 bloques retirados de la subasta de la ANP con Tupi, que inicialmente recibió la denominación de BMS-11 (bloque marítimo de Santos, N° 11). En esa región, Petrobras detenta la participación como operadora en ocho de los diez bloques subastados (incluyendo Tupi), con excepción de BMS-7 y BMS-21, concedidos, respectivamente, a las operadoras Wintershall y Amerada Hess. La estatal posee un bloque solo: el BMS-24.

Después de Petrobras, las empresas con mayor participación en bloques de la región son justamente las socias de la estatal en Tupi. BG tiene una participación en dos bloques más, exactamente al lado del mega yacimiento. Ambos deberán tener pozos perforados este año. Petrogal viene enseguida, con participaciones en otros dos bloques.

La decisión del Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) de retirar 41 bloques de las cuencas en la costa de Espírito Santo, Santa Catarina costará 5 millones de reales a los cofres de la ANP. La subasta está marcada para los días 27 y 28. La agencia tendrá que resarcir ese valor a las 24 empresas que pagaron por la adquisición de datos de las áreas excluidas.

El consultor David Zylbersztajn fue enfático. Dijo que la retirada de las 41 áreas de la novena ronda marcada para el final de este mes crea una dificultad: “*Las áreas salieron de la subasta, pero la explotación es una concesión. No puede ser transferida por el gobierno a una empresa específica. O el gobierno se sienta encima de ellas o espera cambios en la ley*”, dijo<sup>12</sup>. Pero ese es un proceso complejo. Según el secretario-ejecutivo del Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP), Álvaro Teixeira, los contratos de concesión tienen instrumentos que permiten cualquier ajuste para las más diversas situaciones, en relación a las características de las áreas. Y son la forma más moderna y usada en todo el mundo. “*Cambiar sería un retroceso*”, argumentó.

## **Geopolítica: China entre BHP Billiton y Rio Tinto. Mineral de hierro, carbón y uranio en el centro de la escena**

<sup>11</sup> Estado de San Pablo, “*Blocos vizinhos têm 5 empresas*”, (13/11)

<sup>12</sup> Valor, “*Especialistas divergem sobre alterações*”, (14/11)

El acercamiento de BHP Billiton a Rio Tinto para crear un gigante minero tiene la atención del gobierno de Beijing. The Daily Telegraph<sup>13</sup> informó que el China State Development Bank (CDB) tomó una participación en Rio. Aunque sea pequeña, -se cree que es menos del 1%- la aparición del CDB en el registro accionario de Rio es enormemente significativa. Es la primera vez que un grupo apoyado por el estado toma un interés directo en un minero global y suma a las especulaciones que China no va a quedar al margen de lo que promete ser una *battle royal* por el control sobre uno de los pocos activos más lucrativos del mundo. Esto no debería ser una sorpresa. El acero es la piedra angular de la economía china y tiene un status icónico en el país que va muchos más allá de su papel en la industrialización del país.

Según previsiones de China Iron and Steel Association (CISA), China producirá este año 480 millones de toneladas de acero crudo, lo que supone un 14 por ciento de incremento con respecto a 2006. La producción de acero crudo en los nueve primeros meses de 2007 alcanzó los 363 millones de toneladas, con un incremento del 17,61 por ciento. Mientras que la producción de mineral de hierro se incrementó en ese periodo un 15,6 por ciento hasta los 346 millones de toneladas.

China compra ya el 20% de la producción de BHP y el mineral de hierro, el *main feedstock* para el acero, que ese país devora cerca del 50% de la producción mundial. No es asombroso su apetito por los recursos -en África, Latinoamérica y otras partes de Asia- es enorme. En los pasados dos años, la industria siderúrgica del país -la mayor del mundo- se ha quejado por la concentración de poder en manos de un puñado de empresas mineras; la brasileña CVRD es el mayor comerciante de mineral de hierro con una participación del 36%, mientras BHP/Rio Tinto combinados controlarían mucho más...

La potestad para fijar los precios de los dos será enorme. “China sabe que está en una posición vulnerable y esto improbablemente le permita estar a merced de mineros de mineral de hierro extranjeros” dijo Sylvia Pfeifer, Deputy Business Editor de The Daily Telegraph<sup>14</sup>, siempre proclive a confrontar dialécticamente con China. Las complejidades de la política de obtención de mineral de hierro de China no pueden parecer particularmente relevante para el hombre de a pie, pero los intereses en juego son altos, con consecuencias importantes para cada consumidor en el mundo occidental.

Más en un momento de negociación por los precios del mineral de hierro para los próximos años. En los primeros días de noviembre CISA calificó de “irracional”<sup>15</sup> el precio de las comisiones para las entregas de mineral de hierro in situ desde Brasil hasta China, que alcanzó el récord de 88,3 dólares por tonelada (si se compara con los 20 dólares por tonelada de los contratos a largo plazo para las entregas de ese mineral). Luo Bingsheng, vicepresidente ejecutivo de la asociación, recordó que la comisión para las entregas in-situ era de unos 10 dólares por tonelada hace un año, por lo que instó a las navieras a establecer una cooperación a largo plazo y a construir más buques para ampliar la capacidad de transporte de mineral de hierro.

China se situó en agosto como el mayor exportador mundial de mercancías, al superar por primera vez al hasta ahora líder Alemania. La mayor potencia emergente adelantó a Estados Unidos a principios de año y acapara ya cerca del 8% del comercio mundial de bienes. Y no hablo solamente de textiles; la maquinaria, los equipos y autos constituyen ahora el 46% de sus exportaciones totales.

La concentración de propietarios de commodities crece rápido. Rusia y Arabia, por ejemplo representan el 22% del petróleo mundial. Combinados BHP y Rio Tinto

<sup>13</sup> The Daily Telegraph, “China bank builds stake in Rio”, (10/11)

<sup>14</sup> The Daily Telegraph, “Business comment: China looks to Rio”, (10/11)

<sup>15</sup> People Daily, “China’s iron ore importers encouraged to pool shipping charges”, (2/11)

controlarían el 36% del mercado de mineral de hierro; el 23% del mercado de coque de carbón; 13% del mercado mundial de cobre y el 17% del mercado mundial de aluminio.

Pfeifer sostiene que la importante concentración de propietarios es probablemente la que conduce a mayores precios para las escasas materias primas, los mayores precios que se traducirán en las economías occidentales en los precios de bienes terminados. ¿no es reduccionista el planteo de la columnista del *Telegraph*?...aunque luego predice con distinguido tono belicoso: "*BHP's approach to Rio is just the first salvo in a political battle that could last years, if not decades?*" (El acercamiento de BHP a Rio Tinto es solamente la primera salva en una batalla política que podría durar años, sino décadas).

Algunos gobiernos tomaron medidas para tener más voz en la minería, pero muchos depósitos de minerales están en países más flexibles. Ese es uno de los motivos por qué la minería es cada vez más dominada por una pocas empresas de capital abierto, que está consolidándose para crear gigantes mundiales. BHP Billiton, Rio Tinto, Companhia Vale do Rio Doce y la británica Anglo American PLC controlan muchas de las mayores minas del mundo —especialmente en Australia, Chile y Canadá—. El capital de países ricos está financiando la mayor parte de los nuevos proyectos de explotación necesarios para aumentar la oferta en los años venideros<sup>16</sup>.

"La nueva distribución de la carta de las riquezas mineras mundiales se realiza actualmente, y es importante ocupar desde ahora las posiciones estratégicas", afirma Anne Ruffin, gerente de Crédito agricole Asset Management (CAAM)<sup>17</sup>. "Al ritmo actual de extracción de los metales, producirémos más en los próximos 20 años que en toda la historia de la humanidad", afirmó Christian Hocquart, analista Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM). Al contrario del petróleo, esta explotación no está amenazada "de extinción", según el experto, porque las reservas existen, pero proseguirá con costos de producción cada vez más elevados. La tensión entre la demanda siempre fuerte y sus costos -más de quince años son actualmente necesarios entre el descubrimiento de un yacimiento y el inicio de explotación- va a mantener los precios altos. En estas condiciones, las empresas mineras obtienen resultados financieros excepcionales. En 2007, BHP Billiton presenta una valorización de 210 mil millones de dólares en la bolsa, 22 veces más que en 1990. Seguido por CVRD (160 mil millones de dólares) y Rio Tinto (140 mil millones).

Fuerte por la potencia financiera, estas empresas refuerzan sus posiciones absorbiendo a sus competidores, con el fin de aumentar las reservas, y se diversifican en los transportes y las infraestructuras, con el fin de asegurar su autonomía de su producción. "El movimiento de adquisiciones debe proseguir, declara Ruffin, que pone fin al antiguo modelo económico de las empresas mineras, entonces más preocupadas por su parte del mercado que por el precio de venta. "Porque la diversificación de la exposición de minerales y las zonas geográficas de explotación reducen los riesgos operacionales y financiera, particularmente en materia de cambio".

Sobre todo, le permite a los grupos situarse en las actividades de extracción y transformación donde los márgenes financieros alcanzan entre el 30 y 40%, a diferencia del downstream -productos terminados o semiacabados, donde el valor agregado es recortado por la competencia. Así, con la adquisición de la canadiense Alcan, Rio Tinto accede a la primera fila de productor de aluminio mundial, pero parece propenso a liberarse de un sector como el embalaje.

En los últimos días, la minera Anglo American puede ser un *white knight* (empresa que rescata a otra de una oferta hostil) para que Rio Tinto se libere de la oferta de compraventa realizada por BHP Billiton, en un negocio que, según los analistas, será

<sup>16</sup> The Wall Street Journal, « *West's Mining Deals Put China in a Bind* », (12/11)

<sup>17</sup> Le Monde, "*L'envolée des prix des métaux a créé des firmes géantes* », (12/11)

defensivo y al mismo tiempo oportuno para las dos empresas. Una combinación entre ambas libraría a Anglo American del interés de otros grupos. El actual valor del mercado de Anglo, de aproximadamente 90 mil millones de dólares, es inferior al de otras empresas del sector. Analistas dicen que Rio Tinto probablemente ahora está ganando tiempo mientras evalúa las opciones que tiene y apunta a Anglo American en la lista de potenciales socios. “*Anglo y Rio Tinto pueden combinarse muy bien*”, dijo John Meyer, analista de Fairfax IS. “*Río Tinto, que es la mayor, puede comprar o fusionarse con Anglo para librarse de BHP. Pero necesitará probar que la fusión traerá economía de costos y aumento de los ingresos.*”

## China reestructura las empresas de carbón

China está especialmente vulnerable en relación al carbón. Aunque las empresas mineras chinas produzcan cantidades enormes de esa materia prima, no siempre mantuvieron el paso con la demanda. A inicios de año el país se transformó en importador de carbón, lo que ayudó a impulsar la cotización a niveles records. A diferencia del petróleo, la mayoría del carbón que China puede comprar es producido por gigantes extranjeros, como BHP. Algunas mineras chinas comenzaron a expandirse por el mundo. Pero muchas de esas empresas china son pequeñas comparadas con los gigantes del ramo. “*Aún están lejos de tener un impacto en el mercado*”, dijo Gerard Buró, que hace previsiones sobre el mercado de commodities para National Australia Bank en Melbourne.

Las principales empresas mineras de China toman medidas para aumentar su producción, y algunas acumulan capital que podría hacerlos competidores más formidables. Pero esto podría ser antes que rivalicen con los gigantes de occidente. Hace varias semanas, el productor de carbón, China Shenhua Energy entró en el segundo initial public offering world-wide, detrás de PetroChina, obteniendo casi 9 mil millones de dólares en el Shanghai Stock Exchange. Esta empresa está buscando adquisiciones en el exterior, que incluyen el sudeste asiático. Shenhua busca invertir en proyectos de minas de carbón en Australia y Mongolia<sup>18</sup>.

Algunas empresas de recursos de China amplían su participación en el exterior. Anshan Iron & Steel Group Corp. hizo un joint venture de 1,65 mil millones de dólares con una empresa australiana para el desarrollo de deposito de mineral de hierro. Zijin Mining Group Co. recientemente adquirió a la británica Monterrico Metals PLC., y Aluminum Corp. of China anunció un acuerdo de 800 millones de dólares con Peru Copper Inc. de Vancouver, Canadá. Aluminum Corp. y su filial también conocida como Chalco, tiene proyectos en varias etapas de desarrollo en Vietnam, Guinea y Australia. Pero muchas de las empresas chinas permanecen pequeñas comparadas con su *counterparts* occidentales.

En las últimas semanas, China Daily informó que esperan más fusiones y adquisiciones en la industria del carbón chino después de la reciente directiva del gobierno<sup>19</sup>. El documento, denominado Guidance on Accelerating the Restructuring of Coal Enterprises, fue realizado por cinco ministros, el National Development and Reform

<sup>18</sup> Bloomberg, « *Shenhua to Seek Global Acquisitions, President Says* », (12/11)

<sup>19</sup> China Daily, « *More M&As in coal industry suggested* », (9/11)

Comission, Ministry of Finance, Ministry of Land and Resources, State-owned Assets Supervision y Administration Commission of the State Council y State Administration of Work Safety

Según la guía, para finales de 2010, la nación debe formar de seis a ocho grupos de carbón con una producción anual de más de 100 millones de toneladas, y de ocho a diez empresas que obtengan 50 millones de toneladas. La producción combinada de estos grupos debe superar la mitad del total de China. Además, el gobierno central promoverá la diversificación del desarrollo de la industria del carbón tomando como base a las principales empresas de carbón. Estos grupos carboníferos deben tomar también la iniciativa en la construcción de "*large coal bases*" y puede trabajar con pequeñas minas de carbón o de poseerlas como empresas filiales en grandes proyectos mineros. La nueva orientación pide a los gobiernos y a las empresas eliminar los obstáculos en la región, la industria y la propiedad en el proceso de integración.

El paper cita a un analista de la industria del carbón que trabaja para CITIC securities que afirma que la política puede desencadenar una nueva ronda de fusiones y la integración entre los productores de carbón de China. Ya en 2005, el Consejo de Estado emitió el "*Advice on Improving the Healthy Development of China's Coal Industry*", que mencionaba las grandes bases para construir grandes empresas de carbón. Desde entonces, una serie de integraciones ocurrió en la provincia de Shaanxi, Jiangxi, Ningxia, y Sichuan.

Según Pu Hongjiu, vicepresidente de China National Coal Association, la distribución geográfica de los recursos de carbón es resultado de las fuerzas naturales y, por lo tanto, será más eficaz llevar a cabo la integración transfronteriza, en vez de movimientos dentro de una misma provincia. Según las estadísticas de 2005, hay 80.000 empresas de carbón dispersas en el país, una gran parte de las cuales no son muy rendidoras. Las 100 mayores productoras de carbón representan casi la mitad de la producción anual de la nación. Las 10 mayores, en particular, representan sólo el 25%, lo que deja margen para seguir una fuerte integración de la industria.

## ¿Cuáles son los principales minerales metálicos y cuales son sus usos industriales?

El **hierro** representa el volumen más fuerte de mineral y extraído en el mundo. Es por supuesto, la materia prima de la industria siderurgia mundial para la producción de acero necesario para la industria del automóvil, aeronáutica, electrodomésticos, entre otros sectores. La **bauxita** es el mineral de base para la fabricación de aluminio, el segundo metal utilizado por la industria mundial en volumen. El aluminio es utilizado también en automóviles, aeronáutica, pero también en bienes de consumo (para el embalaje) y la edificación. El **cobre**, una de sus mejores propiedades físicas es que es muy buen conductor de la electricidad, lo cual junto a su gran ductilidad lo hace la materia prima que más utiliza para fabricar cables eléctricos.

El **zinc** está entre las aleaciones industriales resistentes a la corrosión, en particular en automóviles. Tres cuartos de la producción de **plomo** sirven para la construcción de baterías y acumuladores en la industria automovilística. No obstante, su toxicidad empuja a los constructores a buscar sustitutos, salvo en países como China, que se hicieron sus principales compradores.

El **estaño**, producido en cantidad mucho más débil, también sirve para la mezcla con el acero, el más conocido es el hierro blanco, utilizado para el embalaje y para la conserva (de alimentos), pero también puro o mezclado con cobre, el plomo o la plata en la soldadura, la electrónica (por su conductividad), la industria del vidrio.

El **níquel**, cuyos volúmenes también son débiles, es considerado como un metal estratégico, porque entra en la composición del acero inoxidable, para la industria de equipamientos y de bienes de consumo, pero también de las aleaciones utilizadas en la industria espacial y de armamento. El **uranio** por supuesto alimenta la industria nuclear con combustible. El cromo, el molibdeno, el platino, el oro y la plata son metales raros producidos en pequeña cantidad, reservados para algunos nichos industriales como la mecánica de precisión, el armamento, espacial y la aeronáutica.

### ¿Cuál es el origen de las principales compañías mineras occidentales?

BHP Billiton, 39.000 empleados, N°1 del sector, es el resultado de la fusión entre BHP y Billiton, en 2001. BHP nació en Australia en 1885 bajo el nombre de Broken Hill Proprietary Company Limited, con el nombre de una colina donde siete mineros descubrieron un yacimiento de zinc, plomo y plata.

Desde 1891, BHP extiende sus actividades al mineral de hierro, luego al carbón y oro después de la primera guerra mundial. Se diversifica en la industria siderúrgica desde 1915, en el transporte marítimo y la construcción naval. En 1967, empieza la explotación petrolera. A partir de los años 70, extiende sus actividades en el extranjero: Estados Unidos (petróleo), Chile (cobre), Canadá (diamantes). Billiton nació en 1860 en los Países Bajos, reagrupando a accionistas interesados en la explotación de minas de estaño en Indonesia, sobre la isla de Billiton (hoy Belitung). En los años 1940, la empresa extiende su actividad a la extracción de bauxita en Indonesia y Surinam. Adquirido en 1970 por Shell, Billiton se transforma en el vector de la expansión minera del grupo petrolero en Sudáfrica (aluminio, carbón, titanio, plomo, zinc, oro, cromo, manganeso), Australia (aluminio, níquel, carbón, manganeso), Colombia (níquel y carbón), Mozambique (aluminio), Guinea (bauxita), Perú (cobre, antimonio, zinc), Chile (oro, plata, cobre), Canadá (zinc, oro, plata, plomo, carbón, cobre), Brasil (bauxita, aluminio), Indonesia (oro, plata), Ghana (oro), China (zinc, plomo). Revendido por Shell a Glencore en 1994, Billiton se fusiona con BHP en 2001.

### ¿Dónde están situados los principales recursos mineras del planeta?

Los países desarrollados (esencialmente América del norte) producían en 2005 el 29 % del mineral de hierro, el 43 % del cobre, el 28 % del oro, el 30 % del níquel, el 36 % del zinc, el 36 % de bauxita; África el 4 % del hierro, el 9 % del cobre, el 21 % del oro, el 5 % del níquel, el 4 % del zinc, el 10 % de bauxita; América latina el 24 % del hierro, el 21 % del

cobre, el 18 % del oro, el 17 % del níquel, el 21 % del zinc, el 27 % de bauxita; Asia (salvo Japón) el 29 % del hierro, el 6 % del cobre, el 23 % del oro, el 26 % del níquel, el 32 % del cinc, el 19 %.

## **Análisis: ¿Quién pagará la cuenta de las emisiones de carbono?**

Para entender la dificultad en el debate sobre el cambio climático, dé un vistazo a su aparato de MP3. La gran mayoría de esos aparatos es fabricada en China, donde la principal fuente de electricidad es el carbón. La fabricación de un solo iPod juega en la atmósfera ocho kilos de dióxido de carbono, uno de los gases responsables por el aumento de la temperatura del planeta. Los aparatos de MP3, así como otros productos hechos en China, de juguetes a acero laminado, traen el cuestionamiento sobre el debate del efecto invernadero. ¿Si algo es fabricado en China por una empresa americana y exportado a consumidores de Estocolmo a San Pablo, el gobierno chino debe ser responsabilizado por el carbono emitido en su fabricación?<sup>20</sup>.

El mes que viene, líderes mundiales van a reunirse en Bali para comenzar a estructurar un sucesor para el Protocolo de Kyoto, que acaba en 2012. China y Estados Unidos, los dos mayores emisores enfrentan una presión internacional cada vez mayor para participar de un nuevo tratado, porque ninguno de los dos ratificó el protocolo. Pero mientras surge la cuenta de las emisiones descontroladas, crece una batalla sobre quien debe pagarla.

Tratados anteriores, como el de Kyoto, evaluaban las emisiones de cada país y exigían que las naciones participantes redujeran los gases de efecto invernadero emitidos dentro de sus fronteras. En otras palabras, el país que fabrica es el que paga por la polución. Pero en un cambio que puede aumentar la presión sobre los países industrializados como Estados Unidos, académicos, ambientalistas y algunos políticos argumentan que el próximo tratado internacional contra el efecto invernadero debe llevar en cuenta el “consumo” de emisiones en un país. *“las emisiones que quedan en los productos viajan por el mundo a través del comercio –entonces, si Estados Unidos importa iPods de China, los americanos deben dividir parte de la responsabilidad por la polución emitida cuando fueron fabricados”*.

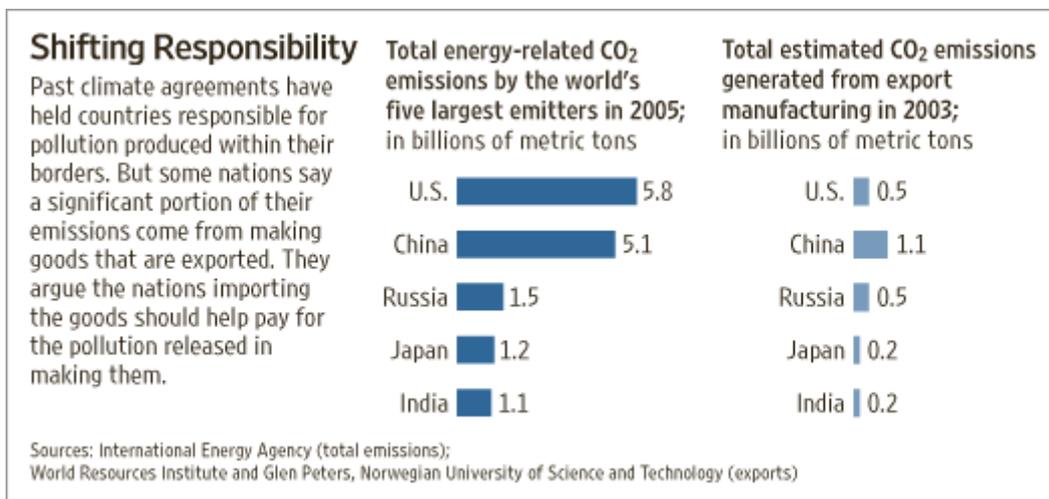
*“Mientras crecen las emisiones en China, todo el mundo pone la culpa en el país”*, dijo Andrew Simas, director de New Economics Foundation, un centro de investigaciones y grupo de defensa ambiental de Londres. *“La verdadera responsabilidad por el crecimiento de las emisiones debería ser de los consumidores finales en Europa, América del Norte y en el resto del mundo”*.

El argumento agrada a los líderes de China, que, de acuerdo con algunas cuentas, ya pasó a Estados Unidos como el mayor emisor de dióxido de carbono del mundo. En el inicio del año, Oin Gang, portavoz del Ministerio de Relaciones Exteriores del país asiático, recordó a los reporteros de los países ricos que *“muchas de las cosas que ustedes usan, sus ropas, sus alimentos, son producidos en China”*. Por un lado, las empresas de los países ricos

---

<sup>20</sup> The Wall Street Journal, *“Why China Could Blame Its CO2 on West”*, (12/11)

producen cada vez más en China, “pero, por otro lado, critican a China sobre la reducción de emisiones”, añadió. Aproximadamente, un 23% de las emisiones chinas viene de la fabricación de productos que serán exportados a otros países, según informa el Tyndall Centre for Climate Change Research en Reino Unido.



Algunos economistas refutan el argumento y notan que China se beneficia del arreglo. “China adora ser exportadora, entonces es irónico que ellos culpen a Estados Unidos por sus exportaciones”, dijo Robert Stavins, profesor de negocios y administración pública en la Universidad de Harvard. En este punto, el abordaje que apunta al consumidor como culpable es más un táctica de negociación que una propuesta seria para rediseñar *global-emissions map*. Pero a medida que surgen nuevos datos y estudios para catalogar las emisiones contenidas en los productos, las informaciones pueden influenciar la discusión sobre cuál es el tipo de reducción de las emisiones que varios países deben tomar.

Defensores del abordaje basado en el consumidor final argumentan que resuelve los problemas más importantes en relación al Protocolo de Kyoto, conocido como “carbon leakage” (fuga de carbono). Es la idea de que los países pueden reducir sus emisiones transfiriendo industrias contaminantes a otros lugares. Los mismos países pueden importar los productos fabricados en el mundo en desarrollo, lo que crea un situación en que las emisiones mundiales de los gases de efecto invernadero continúan aumentando, incluso cuando los países alcanzan individualmente sus metas. “Si usted necesita restringir las emisiones, es bastante atractiva relocalizar la producción contaminante a los países pobres, o importar del mundo en desarrollo”, dijo Glen Peters, investigador de la Norwegian University of Science and Technology. “Usted importa productos listos y deja la polución en China”.

Técnicamente, las emisiones de gases de efecto invernadero disminuyeron en los Estados Unidos en los últimos años, hecho generalmente destacado por el presidente George W. Bush. Las emisiones de carbono del país cayeron 13% en 2006. Pero un estudio reciente conducido por investigadores de la Carnegie Mellon University indica que Estados Unidos puede estar reduciendo sus propias emisiones por medio del *outsourcing* de cada vez más fábricas. Con la expansión del comercio internacional en los últimos diez años, Estados Unidos comenzaron a importar de sus socios comerciales muchos más productos cuya producción emite altos niveles de carbono, según los investigadores. El estudio descubrió que las llamadas emisiones incorporadas en las importaciones americanas

prácticamente se duplicaron entre 1997 y 2004. En 2004, Estados Unidos importó hasta 1,8 mil millones de toneladas de CO<sub>2</sub> incorporado en los productos, lo que equivale a un 30% de las emisiones de gases de efecto invernadero ese año. Muchos de esos productos tienen origen en China.

Las autoridades americanas reconocen que las industrias contaminantes viajan por el mundo en búsqueda de los lugares más tolerantes, a causa de las restricciones ambientales. Por eso, es por lo que los países ricos como Estados Unidos y Australia se negaron terminantemente a participar de un acuerdo sobre el clima que no incluyera a países en desarrollo como China e India. Argumentan que forzar a los países desarrollados a cortar las emisiones, cuando los países pobres no son limitados por restricciones semejantes, podría hacer a las industrias menos competitivas. *“Ese sistema puede enflaquecer cualquier tratado al empujar las fabricas contaminantes al exterior, en “less-regulated areas” (áreas con menos regulación)”*.

Hay varias propuestas dentro del concepto de “carbono incorporado” que involucran a las tarifas. Los países que se comprometieron con los problemas climáticos podrían punir a los países que no participan de los tratados, con la imposición de tarifas extras para importados que consumen mucha energía en su fabricación, como acero, aluminio o vidrio. Este año, Francia propuso que la Unión Europea imponga tarifas para los importados americanos, a no ser que Washington endosara participar de un tratado sobre el efecto invernadero. Varias leyes relacionadas con el cambio del clima que ya tramitan en el Congreso de Estados Unidos también pueden aumentar las tarifas para la importación de productos contaminantes de países en desarrollo.

Cualquiera que sea el abordaje adoptado por la comunidad internacional para poner un precio en las emisiones, los compradores de iPods y otros electrónicos de consumo es que van a acabar pagando la cuenta al final de la historia. *“Si el gobierno chino es responsabilizado por sus emisiones, va a aumentar el costo para producir allá”*, dijo Joseph Aldy, economista de Resources for the Future, an environmental think tank de Washington. *“Cuando alguien impone una tarifa, el costo generalmente es repasado al consumidor”*.

## Los países emergentes podrían producir su propia crisis climática

Las naciones en vías de desarrollo podrían producir su propia crisis climática en unos 20 años debido a los altos niveles de CO<sub>2</sub> que emiten. Según un estudio del Carbon Monitoring for Action (Carma), en el pasado, los países avanzados fueron responsables del 60% del dióxido de carbono en la atmósfera, pero actualmente los países en desarrollo igualaron prácticamente sus emisiones. *“A medida que avanzamos, las cifras se revertirán y los países en desarrollo superarán a los ricos en emisiones de CO<sub>2</sub>”*, dijo Kevin Ummel, economista de la institución<sup>21</sup>.

Carma es una base de datos, una nueva herramienta que recoge información sobre las emisiones de CO<sub>2</sub> por continentes, países, ciudades, plantas energéticas y empresas

---

<sup>21</sup> The Daily Telegraph, *“World's worst polluters revealed”*, (14/11)

eléctricas<sup>22</sup>. Por ello, incluso sin las emisiones de los países del primer mundo, las naciones en desarrollo podrían producir su propia crisis climática si no actúan para reducir sus niveles de CO2.

A juicio de Ummel, el argumento de algunos países en desarrollo de que el mundo rico tendría que compensarlos por todas las emisiones vertidas en la atmósfera en el pasado, *“ya no vale, porque ahora mismo producen casi lo mismo y dentro de poco incluso más”*. Así, los mayores emisores de CO2 no están situados en el primer mundo, sino en economías emergentes con un porcentaje muy alto de centrales eléctricas de carbón. Todos los países en conjunto emiten cerca de 10.000 millones de toneladas de CO2 al año, y Estados Unidos, con casi 8.000 de las 50.000 plantas eléctricas del mundo, es responsable de cerca del 30 por ciento del total. *“Pero mientras que Estados Unidos aumentará sus emisiones en los próximos 10 años un 21 por ciento, China duplicará las suyas y la India las triplicará”*, sostiene Ummel. El informe pone de manifiesto, que *“en lugar de reducciones en las emisiones de gases de efecto invernadero, todavía hay incrementos, lo que muestra que vamos en dirección equivocada”*, advirtió. En el caso particular de China, sus centrales eléctricas elevarán aproximadamente un 60% de emisiones en la próxima década<sup>23</sup>.

Después de Estados Unidos (2.800 toneladas de CO2 al año) y China (2.680 millones), como mayores emisores de CO2, se sitúan Rusia (661 millones) y la India (583 millones). Pero los australianos son los mayores emisores de dióxido de carbono, al producir 11 toneladas de CO2 por persona al año.

## Las 25 centrales eléctricas más contaminantes del mundo

Central	Ciudad	País	Tonelada de CO2
1 TAICHUNG	Lung-Ching Township	Taiwan (China)	41,300,000
2 PORYONG	Poryong-gun	Corea del Sur	35,800,000
3CASTLE PEAK	Tuen Mun NT	China	35,800,000
4REFTINSKAYA	Reftinsky	Rusia	33,000,000
5TUOKETUO-1	Tuoketuo County	China	32,400,000
6MAILIAO	FPMailiao	Taiwan (China)	32,400,000
7VINDHYACHAL	Sidhi Dist	India	29,000,000
8HEKINAN	Hekinan	Japan	28,900,000
9KENDAL	Witbank	Sudáfrica	28,600,000
10JANSCHWALDE	Peitz	Germany	27,400,000
11SURALAYA	Serang – Merak	Indonesia	27,200,000
12TANGJIN	Tangjin-kun	South Korea	26,900,000
13MAJUBA	Volksrust	South Africa	26,500,000
14TAEAN	Taeon	South Korea	26,400,000

<sup>22</sup> <http://carma.org/?hpid=topnews>

<sup>23</sup> Reuters África, *“China power plant emissions to rise 60 pct by 2017”*, (15/11)

15BEILUNGANG	Ningbo City	China	26,000,000
16WAIGAOQIAO	Shanghai Pudong	China	26,000,000
17TAISHAN	Tongluowan	China	26,000,000
18BELCHATOW	Belchatow 5	Poland	25,500,000
19MATIMBA	Ellisras	South Africa	25,500,000
20SCHERER	Juliette	United States	25,300,000
21HSINTA	Yungan Township	Taiwan (China)	25,300,000
22SAMCHONPO	Kosung-gun	South Korea	25,200,000
23DRAX	Selby	United Kingdom	23,700,000
24NIEDERAUSSEM	Bergheim	Germany	23,600,000
25JIANBI	Zhenjiang City	China	23,500,000

Fuente: The Daily Telegraph

## Venezuela muda el modelo de empresa mixta al sector de gas natural

En momentos en que se espera que el Ministerio de Energía y Petróleo venezolano declare la comercialidad de los bloques 2 y 3 del proyecto Plataforma Deltana, Rafael Ramírez, presidente de PDVSA, indicó que la estatal petrolera “*se reservará la mayoría accionaria*” de los trenes de licuefacción que se decida a construir a partir del gas extraído de ese proyecto costa afuera. Como parte de la reforma que se prepara de las leyes orgánicas del Hidrocarburos e Hidrocarburos Gaseosos, el modelo de empresa mixta con mayoría accionaria del Estado prevé extrapolarse al sector del gas, sin dejar por fuera los proyectos que avanzaron parcialmente como Plataforma Deltana y el Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (Cigma)<sup>24</sup>.

Sobre este último, Ramírez indicó que ya se licitó la construcción tanto del muelle como de la planta de extracción de líquidos. La fase siguiente será preparar el tendido de la tubería submarina que llevará a tierra firme el gas extraído tanto de la plataforma Deltana como de Mariscal Sucre.

En respuesta a la intención de empresas como Chevron de que el gas que se produzca en la Plataforma Deltana se comercialice en forma separada por cada uno de los socios participantes, Ramírez fue tajante al decir que no está previsto, pues justamente lo que intenta la estatal es unificar la comercialización de los hidrocarburos. También reiteró que el Menpet planea ejercer su derecho de solicitar las regalías en especie, de manera que en lugar de recibir dinero el Ejecutivo obtendrá gas para dedicarlo al mercado interno. “*No esperamos ningún tipo de problemas. Eso va a caminar*”, dijo. Una vez que el Menpet declare la comercialidad de Plataforma Deltana, en donde todavía falta que Statoil y Total concluyan la labor exploratoria del bloque 4, la siguiente fase es aprobar los planes de negocio. Para

<sup>24</sup> El Universal, “*Socios de la Plataforma Deltana no podrán vender el gas por separado*”, (13/11)

ello las autoridades petroleras deberán tener en sus manos las nuevas reglas que se preparan para la industria y en las cuales se espera que el Estado tenga un rol preponderante.

Ramírez informó que las tareas asociadas al progreso del proyecto de gas natural Mariscal Sucre no se han detenido, a pesar de que recientemente la brasilera Petrobrás confirmó que no participará en el mismo. "*La traba del Mariscal Sucre tiene que ver el precio del gas, no con las reservas*", dijo el ministro para contradecir versiones que circularon en Brasil. "*Allí (costa afuera) está la tentación de todos los privados de exportar a Estados Unidos*". Añadió que en vista de que el gas costa afuera suele resultar más costoso, se prevé crear un mercado diferenciado de precios para el uso doméstico.

Inicialmente se había explorado la posibilidad de que desde Mariscal Sucre se exportar a Brasil alrededor de 17 millones de metros cúbicos de gas venezolano, 50% de la producción, pero poco después Brasil manifestó dudas con respecto a las reservas de gas natural certificadas en ese proyecto, que lleva más de 15 años en planificación y que antes se negociaba con Shell, Mitsubishi e incluso Qatar Petroleum<sup>25</sup>.

Para algunos analistas la deserción de Petrobras se debió ante el desacuerdo de cómo utilizar el gas. "*Venezuela deseaba utilizar el gas extraído de sus yacimientos para abastecer el mercado local, mientras que Petrobras prefería licuarlo para enviarlo a los lucrativos mercados internacionales*", aseguran<sup>26</sup>. Y la extrañeza aumenta ante la coincidencia del anuncio de retirada de Mariscal Sucre con los comentarios irónicos de Chávez respecto a Lula, a quien denominó "*magnate del petróleo*" tras conocerse la noticia del hallazgo de un gran yacimiento de petróleo —8.000 millones de barriles— de alta calidad en aguas de Santos, en São Paulo. La renuncia del proyecto no está relacionada al anuncio la semana pasada del descubrimiento de la Petrobras en el campo de Tupi, en la Bacia de Santos, añadió el asesor de prensa de Gabrielli.

En una primera etapa que arrancaría a finales del año próximo, Mariscal Sucre prevé aportar 600 millones de pies cúbicos diarios de gas al mercado interno. Para alcanzar esa meta, Petróleos de Venezuela contrató recientemente equipos de perforación que realizarán labores exploratorias en 21 pozos en total. "*Van a ser dos taladros, el primero de ellos está garantizado y ya viene en camino para iniciar operaciones entre finales de enero y principios de febrero. Nuestros muchachos se están entrenando para su operación*", indicó Ramírez<sup>27</sup>. En vista de que la labor exploratoria en el Mariscal Sucre se había dado por concluida e incluso se certificaron reservas de gas, Ramírez aclaró que los taladros contratados "*harán las perforaciones finales*" y, además, se construirá la infraestructura submarina necesaria. "*Ya se contrató y se licitó. Ese gas entrará por Güiría para extraerle los líquidos de gas y aportarlo al mercado interno*"

A la cifra de Mariscal Sucre podrían sumarse los volúmenes que se exploten en el Golfo de Paria, en donde se estima que además de crudo hay alrededor de 1 billón de pies cúbicos (TCF) de gas en el bloque Oeste, hasta hace poco operado por Conoco Phillips., Además, hay expectativas positivas con respecto al desarrollo del proyecto Rafael Urdaneta, en el Golfo de Venezuela, en donde ya la rusa Gazprom concluyó la etapa de sísmica. De hecho, el talador que se espera para comenzar labores exploratorias en esa área podría luego dirigirse a la isla La Blanquilla, en donde PDVSA contempla intervenir en solitario, luego de que la oferta de tres bloques a su alrededor resultara desierta.

Consultado respecto al destino del proyecto Delta Caribe, que quedó suspendido el año pasado al no presentarse suficientes ofertas, Ramírez dijo que "*todavía no*" se tiene previsto retomar la subasta de cuatro bloques para la extracción de gas natural costa afuera alrededor de la isla La Blanquilla (Nueva Esparta) y en Punta Pescador (Delta Amacuro)<sup>28</sup>.

<sup>25</sup> El Universal, "*Petrobras se declara fuera del proyecto Mariscal Sucre*", (2/11)

<sup>26</sup> El Universal, "*Petrobras anuncia que sale del proyecto gasífero en Venezuela*", (13/11)

<sup>27</sup> El Universal, "*Iniciará labores en febrero taladro para Mariscal Sucre*", (12/11)

<sup>28</sup> El Universal, "*Iniciará labores en febrero el taladro en Mariscal Sucre*", (6/11)

***Welcome to a world of runaway energy demand*** (Martin Wolf, *Financial Times* 13/11)

“El aumento en la demanda de energía de China entre 2002 y 2005 fue equivalente al actual consumo de energía anual de Japón”. Ese “nugget” de información, escondida en el más reciente World Energy Outlook, de la Agencia Internacional de Energía (ver informe anterior), revela casi todo lo que se necesita saber sobre lo que está aconteciendo en la economía de la energía en el mundo.

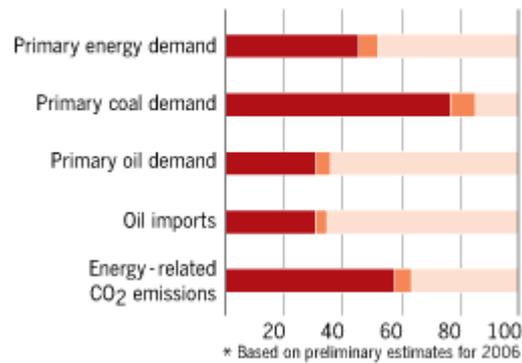
La teoría neoclásica de la economía analizaba el crecimiento económico en términos de capital, trabajo y *technical progress*. Ahora, sin embargo, es más instructivo concebir los propulsores fundamentales como son las energías y las ideas. Instituciones e incentivos ofrecen la estructura, en la cual el desarrollo y la aplicación de conocimiento útil transforman la luz solar fosilizada de la cual dependemos en un flujo de mercancías y servicios que apreciamos.

Este es el mundo de abundancia en el cual China e India están asociándose. Nada a excepción de una catástrofe podrá detenerlos. Para los pesimistas, sin embargo, para los *climate-change pessimists*, en particular, la catástrofe vendrá como consecuencia. Lo que está claro es que los desafíos delante son gigantescos. Los destaques del nuevo informe: primero, si los gobiernos se atienen a las políticas actuales (que la AIE llama “*reference scenario*”), las necesidades de energía del mundo serán más del 50% superiores en 2030 a las actuales, siendo que los países en desarrollo responder por un 74%, y China e India, solas, por un 45% del crecimiento en la demanda.

Segundo, ese enorme aumento en la demanda total acontecerá si la intensidad de energía del producto bruto mundial cae a un tasa del 1,8% al año. Tercero, los combustibles fósiles deberán representar un 84% del aumento en el consumo global de energía entre 2005 y 2030.

### Increase in energy demand, imports and CO<sub>2</sub> emissions, 2000-2006\*

% share accounted for by: ■ China ■ India ■ Rest of the world



Source: IEA, World Energy Outlook 2007

Cuarto, los recursos de petróleo del mundo son, insiste la AIE, suficientes para atender a las demandas a precios próximos a los 60 dólares el barril (en dólares de 2006). La parte del suministro mundial proveniente de los miembros de la OPEP, sin embargo aumentará del 42% a un 52%. Además de eso, un “*supply-side crunch*” (ahogo del lado de la oferta) en el periodo que se extiende hasta 2015, involucrando una escalada súbita en los precios del petróleo, no puede ser descartada”.

Quinto, la proporción del carbón en la energía comercial del mundo deberá aumentar del 25 al 28% entre 2005 y 2030, debido a su papel en la generación de electricidad. China e India ya responden por un 45% del consumo mundial de carbón e inducen más del 80% del aumento en relación al “*escenario de referencia*”.

Sexto, cerca de 22 trillones de dólares (poco menos de la mitad del producto bruto mundial) necesitará ser invertido en infraestructura de abastecimiento, para suplir la demanda a lo largo del próximo cuarto de siglo.

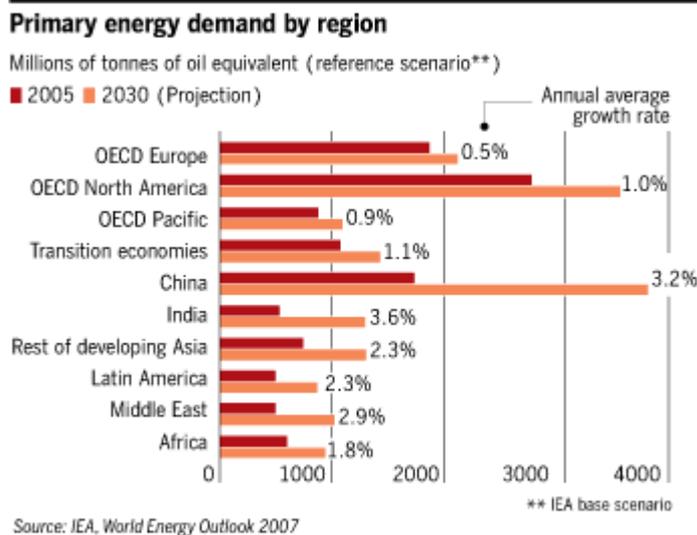
Séptimo, aún con medidas radicales de reducción de la intensidad del crecimiento del consumo de energía según el “*alternative policy scenario*”, la demanda de energía primaria global crecerá a un 1,3% al año, solamente 0,5 puntos porcentuales al año menos que en el escenario de referencia.

Octavo, China se hará la mayor consumidora mundial de energía, al frente de los Estados Unidos, inmediatamente después de 2010.

Noveno, según el escenario de referencia, las emisiones de dióxido de carbono darán un salto, aumentando un 57% entre 2005 y 2030. Estados Unidos, China, Rusia e India por sí sólo contribuirán con dos tercios de ese incremento. China se hará la mayor emisora del mundo este año e India, la tercera mayor, en 2015.

Décimo, según el “*escenario de política alternativa*” más radical de la AIE, las emisiones de CO<sub>2</sub> sólo se estabilizarán en 2025 y permanecerán casi un 30% por encima de los niveles de 2005. El resto del mundo, por lo tanto, quiere disfrutar los estilos de vida intensivos en energía que han sido, hasta ahora, privilegio de menos de un sexto de la humanidad. Ese deseo conlleva, sin embargo, grandes consecuencias para el futuro económico, estratégico y ambiental del mundo.

La pregunta económica obvia dice respeto a los precios futuros. Hoy, el precio del petróleo, deflacionado por el valor unitario de las exportaciones de los países de alta renta, es mayor que ha sido desde el comienzo del siglo XX. Salvo por el surgimiento de grandes avances tecnológicos en el suministro de energía, o por vastos descubrimientos inesperados de petróleo y gas, parece probable que la energía permanecerá relativamente cara.



Aún así, para muchos, una de las sorpresas de la década de 1980 fue el vasto volumen de oferta por fin suplida en la cadena productiva y como el crecimiento de la demanda se mantuvo tan bajo después de los choques del petróleo de la década de 1970. Podría un ajuste de esta magnitud acontecer nuevamente y, caso afirmativo, a ¿qué velocidad? O deberíamos considerar la combinación de economías emergentes gigantes en crecimiento acelerado y el predominio de proveedores de energía nacional como fundamentalmente diferentes? Las grandes cuestiones estratégicas dicen respecto a la seguridad energética y al desplazamiento de la balanza de poder en la dirección de regímenes no atractivos, sean ellos Rusia de Vladimir Putin, Venezuela de Hugo Chávez, Irán de Mahmoud Ahmadinejad o Arabia de la dinastía de los Saud.

El “*shift in the balance of power*” ocurre de dos formas: primero, una proporción creciente de los combustibles vitales para lo que hoy consideramos ser una vida civilizada vien de sólo uno de los pocos países proveedores, no necesariamente amistosos; segundo, esos países están haciéndose inmensamente más ricos. Consecuentemente, se estima que los ingresos de la OPEP se triplicarán (verdaderamente, en dólares depreciados) entre 2002 y el año actual. El desafío a la seguridad transcurre en parte de la dificultad de sustituir al petróleo como combustible de transporte. Por lo tanto, la concentración del suministro probable en Medio Oriente es, ineludiblemente, un motivo de preocupación. Así es, también, la creciente dependencia de Europa del gas ruso.

Preocupaciones en torno a la seguridad energética también surgen en función del potencial de competencia por el abastecimiento entre los grandes consumidores. El “*sensible approach*” es confiar en el mercado. Eso puede ser difícil, sin embargo, cuando los precios disparan. En algún momento, los políticos de Estados Unidos necesitarán preguntar por qué su país vierte sangre y dinero para obtener seguridad en el Oriente Medio en beneficio de China. El verdadero imperialismo - lo intento de apoderarse de los recursos energéticos para beneficio propio - sería un error terrible. *But to err is all too human.*

Por fin, tenemos el calentamiento global. Tres puntos relucen en esa cuestión. Primero, a pesar de las tonterías dichas, nada eficaz fue hecho o, aún, parece estar prestes a ser hecho. Segundo, la política eficaz exigirá grandes cambios en los incentivos en todo el mundo, inclusive, especialmente, en las grandes economías emergentes. Tercero, cambios

dramáticos en tecnología también serán necesarios, de entre las cuales de más importante será la dirigida a la captura y almacenamiento de carbono en centrales termoeléctricas.

Cual es la conclusión? Es simple: la energía comercial es la asta de nuestra vida contemporánea. A medida que crece la demanda de energía, nada es más importante que asegurar el suministro creciente y el uso eficaz, al mismo tiempo controlando el daño ambiental. Los altos precios de hoy son un comienzo. Innovación básica y precios elevados sobre las emisiones de gases de efecto invernadero vendrán enseguida.

## **Petróleo 100 dólares, un negocio no tan lucrativo para las majors**

El petróleo a 100 dólares por barril es una pérdida para el consumidor de combustible. Pero tampoco es una bendición completa para las grandes petroleras. El motivo: los acuerdos de producción que gobiernan algunos de los mayores campos petroleros del mundo estipulan que mientras más alta la cotización, menos producción y reservas van para las petroleras. Los países dueños del petróleo, como Nigeria, Angola y Azerbaiján, son los que ganan una tajada mayor<sup>29</sup>.

Inversores y analistas juzgan a las gigantes petroleras en parte por la capacidad de continuar produciendo cada vez más petróleo y encontrar nuevas reservas para sustituir las agotadas. Por eso es que cualquier declive de la participación en la producción y en las reservas es reflejada en la manera como los mercados evalúan a empresas como Exxon Mobil, BP y Total.

Es correcto que lo que las petroleras pierden en volumen, compensan en lucratividad. *“Cualquier caída en el volumen será más que compensada por el alza de 30 dólares en la cotización del petróleo de los últimos meses”*, dijo Fadel Gheit, analista de Oppenheimer. *“Todas las petroleras van a ganar mucho más dinero en el cuarto trimestre que en el tercero. “La pérdida de producción acontece en medio de otros problemas, como el incremento de los costos, la volatilidad y presión sobre el margen de ganancia en refinación, en parte a cauda del alza del petróleo. También existe el hecho que mientras más caro está el petróleo, más países están motivados a renegociar los contratos para ganar una participación mayor de las ganancias.*

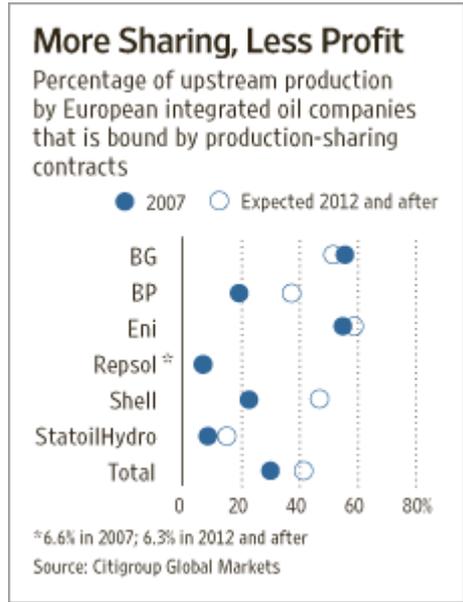
*“En general, los gobiernos son los grandes vencedores cuando los precios alcanzan nuevos records”*, dijo Bob Dudley, director presidente del joint venture ruso de BP, TNK-BP, durante una reciente conferencia petrolera. Exxon divulgó el mes pasado un beneficio de 9,41 mil millones de dólares en el tercer trimestre. Pero esa suma es menor que hace un año. BP y ConocoPhillips también divulgaron caída en los beneficios, y la producción de la mayor parte de las grandes petroleras se cayó. Las petroleras obviamente ven ventajas en los altos precios del petróleo. En la práctica inicial de un proyecto caro, *“un precio más alto permite que usted acelere la recuperación de sus costos, lo que es algo bueno”*, dijo un ejecutivo de BP. Tiene pocas opciones –todas las importantes reservas en países que imponen menos restricciones a la explotación de petróleo ya fueron encontradas.

Las petroleras estatales controlaban directamente un 37% de las reservas mundiales a finales de 2005 y corresponderán a casi el 75% de la producción total en 2030, según la Agencia Internacional de Energía. Y con los ingresos petroleros llenando sus cofres, los

---

<sup>29</sup> The Wall Street Journal, *“How Big Oil Is Forced To Share the Wealth”*, (9/11)

países productores necesitan cada vez menos capital de las empresas extranjeras para concretar grandes proyectos. Algunos inversores resolvieron dar la espalda a los tradicionales titanes del sector petrolero y migrar a las estatales que tienen condiciones de obtener mejor provecho del petróleo a 100 dólares. Entre ellas, la rusa Gazprom, que forzó a los inversores extranjeros a salir de grandes proyectos en su país, y Petrobras, con su acceso preferente a los recursos brasileños de petróleo y gas natural. La semana pasada, Petrobras anunció que un nuevo campo en la Bacia de Santos puede tener hasta 8 millones de barriles de petróleo equivalente y estar entre las mayores reservas del mundo.



“Las grandes petroleras son como dinosaurios”, dijo Stephen Tohrnber, administrador de fondos globales de acciones de Threadneedle, en Londres. “Su producción se estancó o está en caída, y los returns están bajo presión”. Thornber transfirió sus inversiones para las petroleras estatales, cuya producción está en crecimiento. Además apuesta en firmas de servicios petroleros, que se benefician de la inflación en los costos y de la mayor inversión de capital en el sector. Una de las mayores presiones enfrentadas por las petroleras del primer mundo reside en los contratos de reparto de producción, un tipo de acuerdo cada vez más común en el mundo del petróleo. En un acuerdo de esa clase, los inversores acarrean con todos los costos, pero pueden recuperarlos con la producción antes que tengan que dividir una tajada mayor de los ingresos con los gobiernos. El alza del petróleo permite a los inversores recuperar los costos más rápidamente y tener que comenzar a dividir los logros con el gobierno antes de lo planeado.

Citigroup constató que un 31% de la producción de las grandes petroleras europeas se basa ahora en acuerdos de reparto y que la participación debe aumentar a un 46% para 2012. Con el petróleo en 100 dólares, los integrantes de un proyecto liderado por BP en Azerbaiján recibirán un 50% menos que si la cotización estuviera en 25 dólares, afirma Citigroup.

Algunas de las empresas ya están siendo afectadas. Exxon, Chevron Corp y ConocoPhillips afirmaron que las caídas recientes en la producción ocurrieron en parte a causa de contratos que suministran más petróleo a los países cuando la cotización sube.

Total, que tiene uno de los niveles de exposición a contratos de reparto más altos entre las grandes petroleras, disminuyó la semana pasada su meta de crecimiento de la producción en 2007 del 2% a un 1%.

## Chile sopesa la extracción petrolera y el potencial geotérmico

Una inversión histórica destinada a la exploración de gas y petróleo se materializará en los próximos siete años en la Región de Magallanes. Se trata del mayor plan para explorar hidrocarburos que se realiza en Chile e involucra una cifra superior a los 260 millones de dólares, entre 2008 y 2014. Ese es el monto mínimo que comprometieron los inversionistas que se adjudicaron los bloques que licitó el gobierno en la cuenca de Magallanes y corresponde a la inversión que se hará sólo en las fases que comprende la exploración y perforación, sin considerar lo que se gastaría durante la etapa de producción. De ese monto inicial, más de 100 millones de dólares se concretarán en los primeros tres años.

En los dos periodos siguientes, las empresas gastarán más de 90 millones de dólares y en los dos últimos ejercicios, más de 70 millones de dólares. *“Es una cifra inédita, histórica y nos sorprendió la excelente respuesta que tuvimos”*, dice la ministra de Minería, Karen Ponichik. A eso hay que sumar toda la inversión asociada a la contratación de servicios, consultoría, estudios ambientales, transporte, maquinaria, *“y lo que se invierte en la etapa de producción”*. De los 20 inversionistas que compraron las bases del proceso, siete fueron las compañías que presentaron ofertas: Total (Francia), Apache (Canadá), Pan American Energy (Estados Unidos), Consorcio Wintershall- Geopark-Methanex (Alemania- Estados Unidos-Canadá), Roch (Argentina), Greymouth Petroleum Holding Limited (Nueva Zelanda) y Consorcio IPR-Manas (Estados Unidos- Suiza). Hubo 14 ofertas para nueve bloques de los 10 que se licitaron. En enero el gobierno firmará los contratos (Ceop) con los privados, por 25 años. Las empresas tendrán seis meses para empezar los trabajos de exploración en los más de 50 pozos que perforarán. Las firmas garantizarán la inversión con una carta de crédito equivalente al monto comprometido. En tres bloques -Lenga, Caupolicán y Coirón- los privados participarán asociados a Enap, cada uno con 50%. Para adjudicar esos bloques se evaluó *“qué porcentaje de lo que le corresponde invertir a Enap es cubierto por la empresa”*, dijo Ponichik. En los seis restantes bloques la firma tendrá el 100% de los derechos de exploración y explotación. Ahí, el gobierno ponderó con un 80% la inversión privada garantizada y con el 20% el régimen de retribución del Estado.

La empresa que más bloques se adjudicó fue la neozelandesa Greymouth, que obtuvo el contrato de los bloques Porvenir, BRótula Isla Magdalena y Caupolicán (en asociación con Enap). En estos contratos, la compañía se comprometió a invertir US\$ 107 millones, siendo la firma que más invertirá en exploración. En dos de los tres bloques que los privados operarán con Enap, la petrolera estatal recibirá bonos, ya que la oferta hecha

por privados supera el 100% de la inversión, aunque la chilena mantiene el 50% de los derechos<sup>30</sup>.

Pan-American Energy pagará bonos por un total de US\$ 17 millones para operar el bloque Coirón, dividido en tres fases, y con una inversión total comprometida por US\$ 34 millones. En el bloque Lenga, adjudicado por Apache, que también es socia de Enap en Egipto, los bonos ascienden a US\$ 18,7 millones, con una inversión estimada en US\$ 24,9 millones.

### ***Empresas que Presentaron ofertas***

De los 20 inversionistas que compraron las bases del proceso de licitación, siete compañías o consorcios presentaron propuestas finales. En total hubo 14 ofertas por nueve de los 10 bloques que el gobierno licitó.

1 Total S.A. petrolera francesa. 2 Apache Canadá LTD, compañía canadiense. 3 Pan-American Energy LLC, firma de Estados Unidos 4 Consorcio Wintershall- Geopark-Methanex, grupo de inversionistas de Alemania, Estados Unidos y Canadá. 5 RochS.A. empresa argentina. 6 Greymouth Petroleum Holding Limited, compañía de Nueva Zelanda. 7 Consorcio IPR-Manas, grupo de inversionistas de Estados Unidos y Canadá.

### ***Los pasos que vienen***

Enero: El gobierno y las compañías que se adjudicaron los bloques firmarán los contratos (Ceops). Los privados garantizarán la inversión con una carta de crédito equivalente al monto comprometido.

Exploración: En los siguientes seis meses a contar de la firma de los contratos, los privados deberán iniciar los trabajos de perforación en los 50 pozos. La etapa de exploración está compuesta por tres fases, que en total se extenderán por un período de siete años.

Importancia: La exploración de gas y petróleo es clave para el país. Dependiendo de las reservas de los yacimientos, podrían cubrirse las necesidades de abastecimiento de Magallanes y darle a Chile mayores grados de autonomía, independencia y diversificación energética.

- En los primeros tres años los inversionistas gastarán más de US\$ 100 millones.
- En la segunda fase de exploración se invertirán más de US\$ 90 millones.
- La última etapa de la perforación implica un costo superior a US\$ 70 millones.

### **Estimaciones sitúan en hasta 3.350 MW el potencial geotérmico de Chile**

Pese a que se suele tomar a las Energías Renovables No Convencionales (ERNCC) como fuentes alternativas e incluso marginales de generación eléctrica, estudios

---

<sup>30</sup> El Mercurio, “Enap evalúa sumar capital privado a exploración en Lago Mercedes”, (16/11)

preliminares que posee la Empresa Nacional de Geotermia (ENG) estiman entre 1.235 MW y 3.350 MW el posible potencial instalado para este tipo de generación.

Los datos, heredados de investigaciones realizadas por Enap, una de las dos empresas socias en ENG -la otra es la italiana Enel-, son actualmente utilizados por la compañía que busca explotar la generación geotérmica -fuente de energía proveniente del calor que se encuentra a cierta profundidad de la tierra- a lo largo del país. Dicho potencial supera al de grandes proyectos eléctricos que actualmente se llevan a cabo en el país, como el de HidroAysén, en la Undécima Región, que poseerá 2.750 MW. Sin embargo, las auspiciosas cifras deben ser aterrizadas a la viabilidad que posee este tipo de generación en el país. "*Ésa es una estimación gruesa que existe y que nosotros manejamos. Hay que ver cuánto de ella es explotable*", afirma el gerente general de ENG, Óscar Valenzuela, quien añade que para estos tipos de fuentes energéticas, la capacidad instalada recién se conoce por completo cuando se han realizado perforaciones en áreas determinadas.

El ejecutivo que lidera la principal firma que actualmente se encuentra realizando exploraciones para el desarrollo de este tipo de ERNC afirma que dadas las condiciones geográficas del país y considerando los costos de las plantas, las centrales geotérmicas viables en el país deberán ser superiores a los 40 MW.

A nivel mundial, una unidad de generación de esas características posee costos cercanos a los US\$ 120 millones, por lo cual el tamaño de los proyectos a desarrollar será clave para poder solventar todas las inversiones asociadas a estos proyectos, en especial porque en general las zonas que presentan mayor temperatura bajo tierra están en la cordillera, lo que dificulta los accesos, provocando la construcción de largos caminos -hasta 50 km. en el caso de Calabozo, en la VI Región- para recién comenzar la exploración.

De las siete zonas que se encuentra estudiando ENG, dos son las que podrían entregar resultados, según las primeras informaciones que poseen, en forma más rápida: El Tatio, en el norte, y Chillán. En el caso de la zona cercana a la frontera boliviana, ENG ya posee los estudios superficiales, y en agosto presentó el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) para realizar cuatro perforaciones.

En el Valle de las Nieblas, cerca de Chillán, la chileno-italiana cuenta desde el 26 de octubre con el EIA aprobado para realizar perforaciones, aunque estiman que el potencial del lugar variaría entre los 20 MW y 40 MW. Valenzuela comentó que los primeros proyectos geotérmicos podrían entrar en operación hacia 2012.

## **Cifras y Notas del Sector:**

### **Un proyecto de cable eléctrico solar que unirá a Argelia con Alemania (El Moudjahid, 13/11)**

Argelia exportará electricidad a Alemania, vía un cable de 3.000 Km. de longitud. Esto ocurrirá como consecuencia de la visita del presidente de la República Federal

Alemana Horst Kohler a Argelia para el proyecto de red eléctrica solar que unirá Argelia con Alemania. Frente a la necesidad de Alemania de diversificar y asegurar las redes de aprovisionamiento energético, las centrales solares serán implantadas en el sur de Argelia. Empresas argelinas y alemanas comprarán la electricidad producida para distribuirla en Alemania.

El acuerdo entre los dos países necesitará de la instalación de un cable de 3.000 km de largo que, partiendo de la ciudad de Adrar, atravesará Cerdeña, el norte de Italia y Suiza para llegar a Aachen. La exportación se hará cargo por la empresa New Energy Algeria (NEAL). El proyecto espera el acuerdo de los responsables políticos de ambas partes, así como del consorcio de inversionistas. El costo de enlace está estimado en 2 mil millones de euros, y el de las centrales solares entre 12 y 18 mil millones. Deberán abastecer 6.000 megawatts. Es el primer proyecto de esta envergadura que va a unir el continente africano a Europa, a través de una red eléctrica solar que va a atravesar el Mediterráneo.

### **Perú superará récord de contratos de hidrocarburos en el 2007 (Cadena Peruana de Noticias, 15/11)**

Perú superará largamente este año el número de contratos firmados para exploración y explotación de hidrocarburos, que llegará a más de una veintena, cifra sin precedentes, dijo este martes un alto funcionario del ministerio de Energía y Minas. Hemos batido el récord el 2005 con 15 contratos y el 2006 con 16. Y este año se va a tener de lejos la mayor marca de contratos firmados, afirmó el director general de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, Gustavo Navarro. Navarro no dio una cifra exacta del número de contratos que serán firmados en el 2007, pero estimó que serán más de 20, según un comunicado del ministerio. Destacó el gran dinamismo que viene mostrando el sector de hidrocarburos pero indicó que se requieren más inversiones en ese sector debido a la existencia de varios proyectos en Perú que demandarán energía.

Perú aún importa hidrocarburos, pero su meta a mediano plazo es convertirse en país exportador a partir de la explotación del gas natural de Camisea, importante yacimiento inaugurado en el 2004. Según Navarro, el año pasado Perú importó en promedio 100.000 barriles de petróleo diarios. Por eso es que necesitamos urgentemente inversiones y las estamos recibiendo. Muestra de ello es el récord de contratos petroleros que se están firmando en los últimos años, señaló. Según cifras del ministerio, el año pasado en Perú se invirtieron en actividades de exploración de hidrocarburos 95 millones de dólares, mientras que en labores de explotación la inversión fue de 420 millones de dólares.

### **El BID financiará proyectos de energía limpias en América Latina (Valor, 16/11)**

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) está preparado para lanzar un programa de 300 millones de dólares para incentivar inversiones de menor escala en el campo de la llamada “energía verde” en países de América Latina y del Caribe. Pueden ser contemplados en la iniciativa de la institución en energías renovables, biocombustibles y proyectos de eficiencia energética.

El foco del nuevo programa, que deberá ser anunciado oficialmente este mes, serán los países menos desarrollados de la región. El programa, que tendrá duración de cinco años, prevé la concesión de préstamos, garantías, asistencia técnica y servicios para facilitar la aproximación con inversores interesados en operaciones de participaciones accionarias, en el modelo conocido como “equity”. Por las reglas del BID, los préstamos se quedarán entre 5 millones y 25 millones de dólares.

Los proyectos seleccionados tendrán un límite máximo por país de hasta 120 millones de dólares. Como la intención del banco es desconcentrar la concesión de esos préstamos, una participación de por lo menos un 65% de los 300 millones de dólares serán destinados a los países menos desarrollados. “Nuestra idea es llevar esa iniciativa de energía verde a los países menores”, afirma el brasileño Arnaldo Vieira de Carvalho, especialista en Energía Sustentable de la División de Finanzas e Infraestructura Básica del BID.

Bajo el comando del colombiano Luis Alberto Moreno, entusiasta del incentivo a los biocombustibles, el BID pasó a actuar de forma más sistemática en el segmento. La cartera de inversiones en el área suma 1 mil millones de dólares en operaciones de financiación estructurada en los segmentos de azúcar, etanol y co-generación de energía del bagazo de caña de azúcar. Son tres grupos de Estados Unidos y uno de Brasil. “Pero nuestra cartera puede llegar a cerca de 3 mil millones de dólares en el corto plazo”, estima la peruana Sylvia Larrea, especialista del Departamento de Finanzas Estructuradas y Corporativas del BID. En una reciente operación, el banco cerró el refinanciamiento de 120 millones de dólares en deudas de corto plazo de la fábrica paulista Moema, que procesa 4,5 millones de toneladas de caña por año, en conjunto con Itaú y el holandés Rabobank. La acción permitió el alargamiento, de cinco a diez años, en el plazo de vencimiento de los débitos. En el inicio del mes, el BID cerró con el banco Indusval la primera transacción de comercio de biocombustibles para la financiación de exportación de etanol brasileño a Inglaterra

EnerDossier ofrece servicios de consultoría y asesoramiento sobre sectores estratégicos de la economía global a empresas privadas, organismos públicos y ONGs. Quienes leen semanalmente los informes de EnerDossier conocen los enfoques high-quality sobre temas del sector energético.

Si desea mayor información escribir a [hernan.pacheco@enerdossier.com](mailto:hernan.pacheco@enerdossier.com)