

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

Del 23 al 30 de mayo de 2007

Índice

Hacia la renovación del parque nuclear británico. Centrales de tercera generación
Estados Unidos: Altos precios de los combustibles ¿falta de inversión en refinación?
Banco Mundial presenta en “Gas Summit” el Global Gas Flaring Reduction Partnership
Emisiones de CO2 entre 2000 y 2004 tres veces mayores a la de la década del 90
Brasil: Proinfa sólo cumplió el 26% de sus objetivos en cinco años ¿nuevo impulso?
Chile: Los costos de la escasez de gas natural
El boom petrolero peruano choca con los reclamos indígenas
Cifras y Notas del Sector

Análisis: Hacia la renovación del parque nuclear británico. Centrales de tercera generación

El gobierno británico renovó su impulso para instalar nuevas centrales nucleares en momentos que un ataque feroz predispone el futuro de generación de energía, tras años de tardanza en la resolución de proyectos podrían llevar al Reino Unido a afrontar *power shortages* (escasez de energía) a partir de 2015 (The Guardian, "The future may be nuclear, says government - and time is short", 24/5).

El secretario de Industria, Alistair Darling, publicó hace una semana una presentación de ofertas "energy white paper" (libro blanco) que fija la estrategia para los próximos 40 años, para ayudar a cortar las emisiones de carbono y asegurar que el Reino Unido tenga provisiones de energía seguras para el futuro ante el agotamiento del petróleo y el gas del Mar del Norte. Donde el dossier nuclear es fundamental y periféricamente contempla triplicar la cantidad de electricidad procedente de fuentes renovables, con eólica y la energía mareomotriz.

Una semana atrás, Darling dijo que Gran Bretaña está en el "race against time" para apuntalar el suministro de energía porque las centrales nucleares, que actualmente generan 19% de electricidad, deberán retirarse progresivamente. Para 2020, si nada se hace, ese porcentaje caerán al 7% (The Daily Telegraph, 20/5). Junto a esto, muchas de las más grandes plantas a carbón tendrán que estar cerradas para cumplir con las regulaciones de la Unión Europea. Gran Bretaña también dejó de ser autosuficiente en petróleo y gas, transformándose en importador neto de gas en 2005. Para 2010, las importaciones podrían representar 405 de las necesidades británicas de gas, para 2020, el 80% y luego el 90% (The Times, 24/5)

Los funcionarios juzgan que sin un programa significativo de construcción de centrales que combinen carbón y nuclear, Gran Bretaña estará forzada a confiar en centrales eléctricas "environmentally unfriendly" (ecológicamente poco amistosas), un argumento bastante sesgado, e importar de regiones inestables como Medio Oriente y Rusia hasta el 90% de su energía. Sobre este último punto, en un artículo en el diario londinense The Times, y posteriormente en la sesión de preguntas parlamentarias, el todavía líder laborista y jefe de gobierno, Tony Blair alertó del riesgo económico y estratégico que supone la dependencia externa en el abastecimiento de gas y crudo: "La política energética está creando nuevas alianzas estratégicas, y nuevas tensiones, en las relaciones internacionales", subraya Blair. "Nos enfrentamos ahora a países como Rusia dispuestos a utilizar sus recursos energéticos como un instrumento of policy (instrumento político)". La política energética, añadió, "está adquiriendo una importancia estratégica que será tan crucial para nuestro país como es la defensa".

Tony Ward, director de utilities de Ernst & Young, dijo: "El tiempo es relativamente corto. Necesitamos la energía para dentro de cinco o seis años, pero necesitamos decisiones de inversión en los próximos 12 a 18 meses" (The Daily Telegraph, ídem). Una gama de recursos de energía, que incluye centrales eléctricas a carbón y la flota nuclear, terminan su camino. "En este momento tenemos bastante energía generando activos para satisfacer la demanda y para alguna demanda suplementaria. Ese activo tendrá que ser substituído, y algo tiene que ocupar su lugar para satisfacer el aumento de la demanda de energía, que crece cerca de 1.5 pc al año, el equivalente a una central de gas de 800 megawatt", dijo Ward.

"Si las utilities no comienzan a tomar decisiones realmente correremos el riesgo que nuestra altura va a disminuir rápidamente", advirtió Ward.

Gordon Brown, quien dejará el ministerio de economía para hacerse cargo de la jefatura del Gobierno en junio, debe confrontar a los escépticos en su partido y dar luz verde a la nueva generación de centrales nucleares (The Guardian, 20/5). Reemplazante de Tony Blair, dará impulso a la agenda nuclear que no pudo concretar el ex primer ministro con la construcción de ocho nuevas centrales. (Según el diario The Guardian, Brown lidera en las encuestas en competencia y manejo de la economía y los servicios públicos británicos con el 54% en comparación de su competidor Cameron, que tiene un 27%).

Aunque Brown sea un poderoso aliado del desarrollo nuclear, este permanece, como dicen los franceses, "*un sujet polémique*". Según un sondeo de ICM publicado por The Guardian, el 49% del público se opone a esto, contra el 44% que se dice a favor de este tipo de energía. Los escándalos que sacudieron a Sellafield, un lugar de tratamiento de desechos nucleares que censó más de una veintena de incidentes de derrame radioactivo, explican en gran parte esta negativa. Las recientes revelaciones, refiriéndose a relevamientos de antiguos trabajadores de la fábrica por científicos en busca de rastros de contaminación radioactiva, no mejoraron la imagen de la energía nuclear en el país.

The Daily Telegraph (24/5) informó que los abogados y analistas que leyeron el libro blanco dijeron que había escasa información sobre que hacer con los desechos nucleares. Un experto nuclear dijo: "*encontrar una solución a largo plazo con los desechos es un peligro real para la construcción de nuevos reactores y el white paper es débil sobre esto*".

En la visión del partido laborista serán las empresas del sector las que afronten los gastos de construcción, mantenimiento de las plantas y del almacenamiento de los futuros residuos nucleares. Por ello, de acuerdo con Darling, el Ejecutivo laborista no parte con "*un objetivo específico*" sobre el número de plantas a construir ni del porcentaje que la energía nuclear representará respecto a otras formas de suministro. "*Las empresas decidirán qué tipo de plantas desean construir. Pero me siento optimista pues el interés es alto*", dijo.

The Sunday Times (27/5) informó que los operadores de las nuevas centrales nucleares británicas propuestas requerirán de pagos regulares a un fondo para encarar el futuro *waste-treatment* (tratamiento de desechos) y los costos de desmantelamiento. Los planes detallados para el fondo están siendo preparados por el Ministerio de Comercio e Industria (DTI, por sus siglas en inglés) y sus consejeros, y se espera que concluyan antes del final de presente año.

La potencia nuclear fue aquejada en el pasado por la incertidumbre de los costos para tratar los desechos y *decommissioning* (desmantelar) los reactores. The Nuclear Decommissioning Authority, estableció en 2005 que para tratar el legado nuclear civil británico se espera gastar cerca de 65 mil millones de libras esterlinas durante varias décadas.

The Times sale a subrayar que los funcionarios del DTI planean proteger a los contribuyentes de la necesidad de pagar por la limpieza de las nuevas plantas con la creación de un *industry funded scheme* para pagar las futuras responsabilidades. Al mirar la letra pequeña del libro blanco de la semana pasada, dice que el gobierno podría adoptar una de tres enfoques: tener empresas para mantener sus propios *ring-fenced funds* (fondos protegidos); requerir a los operadores para que hagan pagos regulares al gobierno; crear por separado un *trust body*, al cual todos los grupos de las centrales de energía pagarían. "*De estas amplias opciones, el gobierno prefiere el tercer enfoque...sería transparente y sería un fondo aislado contra las fortuna comercial del operador*", dice el libro blanco. El sábado, DTI sostuvo que "*en esta etapa, la opción preferida requiere hacer pagos regulares a un fondo independiente durante la vida operacional de su central*".

El gobierno designó a Tim Stone, presidente de infraestructura global y proyectos del grupo KPMG para aconsejar sobre los aspectos financieros del decommissioning. Stone piensa que el fondo propuesto a la industria nuclear miraría a la inversión en activos a largo plazo, un acercamiento similar al tomado por los nuevos fondos de infraestructura agresivos que compraron en grande caminos, puertos y aeropuertos británicos.

Emplazamiento y tecnología de los nuevos reactores; puja por un jugoso negocio

British Energy, el grupo que controla las centrales nucleares existentes, está signada para jugar un rol clave en la formación del consorcio para construir nuevas unidades. *Top utility groups* como la francesa EDF, que controla en el Reino Unido a London Electricity, Suez, la alemana RWE que opera Npower, E.ON propietaria de Powergen, Westinghouse y General Electric son las principales postulantes para construir los reactores nucleares y por eso siguen las discusiones parlamentarias.

Alistair Darling previno que el proceso de "prelicencia" para la concepción de nuevos reactores sería lanzado antes de la conclusión de las consultas. En Toshiba, Masao Niwano, vicepresidente de la empresa, no esconde su entusiasmo: "*Somos muy voluntarios en esta fase de proyectos británicos*". Esperan que el gobierno autorice dos o tres diseños diferentes de modo que el país no sea confiado a una sola tecnología. El mercado es jugoso se contempla jugoso: la construcción de ocho centrales y la urgencia por construirlas. Según Logica CMG, la demanda de energía podría sobrepasar la oferta en 23%, con una pérdida total para la economía británicas 160 mil millones de euros al año.

Entre las cuestiones actualmente tratadas es resolver el *cost-sharing* de los acuerdos entre las utilities y los diseñadores de reactores para financiar el proceso para conseguir las licencias aprobadas en el Reino Unido. "*El interés es mucho más grande y más profundo de lo que pensé que sería. Esto va más allá de EDF, E.ON y RWE. Hay gente que no está en el dossier nuclear en este momento, jugadores puramente financieros y compañías individuales que consumen grandes cantidades de energía que quieren contar con un adelantamiento de certeza*", dijo Bill Coley, jefe ejecutivo de British Energy (The Times, 25/5).

En el transcurso de una entrevista a The Wall Street Journal (en adelante WSJ, 25/5), Pierre Gadonneix, presidente del grupo francés EDF, declaró que contempla la construcción de cuatro o cinco reactores nucleares EPR en Gran Bretaña. "*Pensamos que las autoridades británicas van bastante rápido (...) la primera central podría entregarse en 2017*", sostuvo. Gadonneix se negó a dar la cifra de inversión necesaria. Pero WSJ dijo que teniendo como base el precio de la central EPR (*European Pressurized Reactor*) de Flamanville, que es de 3.3 mil millones de euros, el grupo debería movilizar entre 13 y 16 mil millones para esas cuatro o cinco centrales.

Todas las instalaciones nucleares, salvo una, deberán cerrarse antes de 2025. Y como el Estado británico no pagará una libra de subvención, hay que definir rápidamente el marco legislativo. Pierre Gadonneix lo confirma: los operadores necesitan "*de una visibilidad sobre el marco reglamentario, particularmente en cuanto a las reglas de seguridad, la gestión de los desechos o los mecanismos de fijación de precios de los certificados de emisión de CO2, que tienen influencia sobre los precios de la electricidad térmica*" (WSJ, ídem). "*La rentabilidad del kilovatio hora nuclear deberá ser comparada con la*

de las centrales que utilizan otros combustibles", explicó un miembro de EDF a Liberation (24/5). En Gran Bretaña, EDF controla EDF Energy, que cuenta con 5,5 millones de clientes. Gadonniex dijo a La Tribune (25/5) que están preparados para colaborar con otras empresas en las nuevas centrales pero que desea tener el control operacional.

Con respecto a los certificados de las emisiones de CO₂, esto caerá conforme al esquema de comercio de emisiones de la Unión Europea (UE). Si la UE impone penas más altas a los productores de electricidad "sucios", el precio del carbono en teoría subiría. El grupo británico Centrica cree que los precios del carbono tendrían que duplicarse de los actuales 19 euros (13 libras) por tonelada para hacer un proyecto de "clean coal" mil millones de libras consideradas en Teesside como económicamente viable.

"Si el Reino Unido debe dar en el blanco para reducir las emisiones de CO₂, es vital que la estructura de emissions-trading scheme sea optimizada para animar la construcción de centrales de generación de energía realmente low-emitting", dijo Jake Ulrich, director de Centrica.

"Nos comprometimos con Areva en el proceso de certificación de un modelo de central EPR", precisó Gadonniex esta vez al diario francés Le Figaro (24/5). "Estamos en negociación con las diferentes partes, particularmente British Energy y Nuclear Decommissioning Authority para determinar en que lugares podríamos construir las nuevas centrales", manifestó. The Independent (ídem) citó una fuente que sostuvo "la mayor parte de las nuevas centrales nucleares probablemente serán instaladas en los sitios de las envejecidas centrales eléctricas". John Vidal, editor ambiental de The Guardian (24/5) escribió que las centrales nucleares en los sitios de las viejas estaciones de carbón y de gas en Oxfordshire y sudeste, según documentos presentados como parte de la consulta realizada en las cortes.

El informe confidencial, encargado por DTI el año pasado al líder en análisis energéticos Jackson Consulting, recomendó una nueva generación de centrales en las existentes u otros espacios de emplazamiento de centrales de electricidad civiles o militares. Pero sostuvo que muchos de estos no serán disponibles por años o serán inadecuados porque tienen limitadas las conexiones con el *national grid*. En cambio, los consultores dijeron que "las centrales eléctricas convencionales encendidas a carbón o a gas existentes" deberían ser consideradas como nuevos sitios nucleares. Una remota opción debería ser el desarrollo de centrales en "completamente nuevos lugares greenfield (terreno en zona rural)".

El informe Jackson Consulting está basado la suposición en que el DTI quiere construir 10 nuevos reactores. El gobierno acentuó que el número real de los nuevos reactores será decidido por la industria nuclear, que puede decidir no construir ninguno.

De los 19 espacios de las centrales nucleares civiles existentes, sólo nueve son considerados factibles para nuevos reactores, y sólo cuatro de estos están a disposición inmediatamente. Sin embargo, DTI informó que los sitios de las centrales eléctricas convencionales en Midlands, en south coast cerca de Brighton, y cerca de Bristol podrían estar disponibles.

Según el informe de Jackson, facilidad de conexión al *national grid* es el factor principal en la determinación de la conveniencia del sitio. Estos sugieren que la mejor ubicación disponible actualmente esté en Harwell, un antiguo sitio militar cerca de la central eléctrica Didcot, en Oxforside. En el segundo rango de conveniencia para llegar al grid son las viejas centrales a carbón, pero no fueron mencionados los nombres. Sólo dos sitios nucleares que están inmediatamente disponibles- en Sizewell y Hinkley- son considerados convenientes para tomar los *new generation twin reactors*.

Ocho de los 19 sitios nucleares actuales considerados por Jackson tienen limitada la conexión con el grid y tres -en Trawsfynydd y Wylfa en el norte de Gales, Berkeley cerca de Gloucester y Heysham en Lancashire están más o menos excluidos "porque tienen principales

barreras que serían difíciles de vencer". El informe agrega que las nuevas centrales improbablemente serán factibles en Gales o Escocia debido al *devolution* (traspaso de competencias).

Mientras la mayoría de los reactores existentes están sobre la costa, el informe dice que sería posible construir nuevos en el interior. Pero estos, dice el reporte, necesitarían enormes *cooling towers* (torres de refrigeración), *"como las usadas por las centrales de generación a gas y carbón convencionales en Didcot en Oxfordshire"*, usando el agua del río en vez del agua de mar para mantener las centrales frescas. La experiencia en Francia muestra que los reactores nucleares refrescados con agua de río a veces tienen que cerrarse pues no pueden andar seguros con olas de calor. El reporte dice: *"Las cooling towers son estructuras muy grandes que dañan considerablemente el valor de la amenidad local con la intrusión visual, causando dificultades importantes con la aceptación pública local, así como añade un costo a la construcción y reduce la producción de la central en 3-5%"*.

Los habitantes locales todavía serían capaces de oponerse a la construcción de centrales nucleares pero sólo por tierras estrictamente locales, como problemas de tráfico y de ruido (BBC, 24/5). Ellos no se opondrán por razones ambientales, como los efectos potenciales de radiación y desechos nucleares.

En relación a los desechos nucleares, el informe destaca que los sitios más propensos a inundaciones de niveles crecientes de mar están en áreas de baja altura como el sur de Inglaterra, exactamente donde las previsiones de demanda de electricidad son mayores. Jackson Consulting advirtió que cualquier empresa que planifique construir allí probablemente tendría que sostener defensas antes las inundaciones existentes (The Scotman, 24/5). Las nuevas centrales nucleares tendrían que ser tramadas y diseñadas tomando esto en consideración.

"Para la construcción de las nuevas centrales, tiene que tomarse en consideración la protección de inundaciones por el esperado lifecycle de 100 años de la central eléctrica abarcan la construcción, la operación y el final desmantelamiento. En estos apartados debería tomar en cuenta el factor de las inundaciones ante los escenarios extremos creíbles meteorológicos y de eventos", dice el reporte.

El director de Greenpeace, John Sauven dijo: *"Los científicos dicen que la velocidad con que el cambio del clima acechan al medio hace que algunos de los sitios sugeridos para las nuevas centrales nucleares sean amenazados por las crecientes niveles de mal y asaltan las oleadas. You have to question where the government thinks it's going to build these things. La lista de sitios preferidos para las nuevas construcciones en el reporte es materia de interés nacional, no solamente algo para los funcionarios civiles. Es escandaloso que el gobierno mantenga esto en secreto"*.

Los críticos llamaron a la consulta "una farsa" y que la energía nuclear sería *"dangerous, dirty white elephant"*. Lo último que dijo DTI fue que las conclusiones del informe eran de los consultores y que era temprano para considerar el emplazamiento de cualquiera de las nuevas potenciales centrales. Un portavoz dijo que las empresas privadas en última instancia propondrían donde deberían ser construidas (The Guardian, 24/5).

Conclusión

La energía nuclear tiene el camino despejado en el Reino Unido. Ésa es la política del Partido Conservador, que sólo critica a los laboristas por no aportar las suficientes certidumbres para garantizar la inversión privada. En contra están las formaciones de menor baza política, como Liberales Demócratas y Verdes. También los nacionalistas escoceses, que

acaban de estrenarse como Gobierno autonómico minoritario, se oponen a la renovación de las centrales en Escocia y, aunque pueden entorpecer la concesión de licencias en su país, no controlan la política energética.

El diario francés Le Monde (24/5) dijo que la elección nuclear está lejos de tener la aprobación de todos. Sus opositores recuerdan los incidentes de Sellafield. Bajo la presión de Greenpeace, el gobierno todavía deberá prolongar los debates públicos antes de dar luz verde a finales de 2007. Entre la certificación de los reactores, los estudios y los trabajos, la primera central de tercera generación no entrará en servicios antes de 2017. Año en que el país corre peligro de llegar al punto crítico de electricidad.

Estados Unidos: Altos precios de los combustibles ¿falta de inversión en refinación?

En un país como Estados Unidos, “viciado en petróleo” , mayor consumidor mundial del commodity, se hace cada vez más atentos al consumo interno de combustible, un factor volátil que puede interferir en toda la economía.

El precio de la gasolina en Estados Unidos pegó otra vez, en un promedio de 3.22 dólares, y cerca de 4 dólares el galón en muchas áreas. Y algunos ejecutivos petroleros advierten que la escasez actual de combustible podría transformarse en un problema a largo plazo, llevando tercamente a mayores precios "at the pump" (The New York Times, 24/5). Ellos apuntan a un culpable sorprendente: La incertidumbre creada por el impulso del gobierno para aumentar el suministro de biocombustibles como el etanol en los próximos años.

En su discurso del *State of the Union* en enero, el presidente Bush pidió un acentuado aumento en el empleo de biocarburantes, con algunas mejoras en el automóbile fuel efficiency para reducir el consumo americano de gasolina en un 20% para los próximos 10 años. El congreso, por su parte, considera una legislación que pide un aumento casi quíntuplo de uso del etanol. Esto forzó a muchas compañías petroleras a reconsiderar o reducir sus proyectos para construir nueva capacidad de refinerías.

Oídos el año pasado en el Congreso, los ejecutivos de las petroleras delinearon los planes para aumentar la producción de combustible con la expansión de las refinerías existentes. Esos proyectos añadirían capacidad de 1,6 millones a 1,8 millones de barriles por día durante los próximos cinco años, es decir un aumento del 10%, según la National Petrochemical and Refiners Association. Pero esos planes fueron desde entonces reducidos a más de un millón de barriles por día, según el Energy Information Administration, brazo del gobierno federal.

"Si la nacional policy del país es insistir en el aumento dramático de la industria de los biocombustibles, se desincentivarán las decisiones para hacer inversiones en la ampliación de la capacidad en

refinación y productos petroleros", dijo John D. Hofmeister, presidente de Shell Oil Company. "Industrywide (en el sector), esto tendrá impacto".

"Esto es parte de nuestra economía. Entonces básicamente miramos los biocarburantes que vienen sobre los que tenemos conocimiento, y construimos esto en la ecuación total supply-demand para los próximos cinco años. Y realizamos nuestras decisiones en base a eso", dijo Rob Routs, de refinación global de Shell en una extensa entrevista con Houston Chronicle (25/5). "Lo que necesitamos, aunque hay un ambiente muy estable regulatorio que nos dirá donde estaremos en cuatro o cinco años desde ahora. Si tuviéramos alguna certeza sobre lo que pasará con el suministro de biocombustibles, podemos realizar decisiones apropiadas", concluyó.

La preocupación fue repetida en un informe reciente de Barclays Capital, que sostuvo que la incertidumbre acerca del crecimiento del etanol "hará poco para acelerar la desesperadamente necesaria inversión en complejos estadounidenses de refinación". "En verdad, esta situación probablemente retrase la inversión por más tiempo, si no excluyen completamente las inversiones en refinerías".

Aún así, le costo actual de la gasolina -que en términos reales se acerca al viejo peak de 1,42 dólares el galón en marzo de 1981, o 3,31 dólares ajustados a la inflación- renovó las sospechas que la industria petrolera busca formas de mantener altas ganancias retrasando las muy necesarias inversiones. El senador Charles E. Schumer, Demócrata de Nueva York, comenzó su oratoria la semana pasada con el siguiente tópico: "Is Market Concentration in the U.S. Petroleum Industry Harming Consumers?" (¿Es la concentración del mercado en la industria petrolera estadounidense la que daña a los consumidores?).

Y *the House* votó la semana pasada por un margen estrecho penalizar a cualquier compañía petrolera, comerciante o minorista encontrados culpables de "unconscionably excessive" precios para la gasolina y otros combustibles. El presidente Bush probablemente vetará la medida porque la Casa Blanca dijo que esa legislación aumentaría el control de precios.

Los expertos indican muchos motivos para que en el corto plazo, Estados Unidos, se quede escaso de gasolina, llevando a un incremento de los precios: muchas compañías petroleras están haciendo el trabajo de mantenimiento de las refinerías, las nuevas reglas federales hacen el combustible más limpio, pero más costoso; y un *string of delays* (cordel de demoras), incendios y accidentes en la industria redujeron las provisiones justo cuando los conductores comienzan a ponerse en camino durante las vacaciones de verano. Muchos analistas predicen que los precios seguirán subiendo, para luego amortiguarse en el verano cuando la demanda se calma.

Los ejecutivos de energía rechazaron cualquier sugerencia de que intencionalmente alejaran gasolina del mercado. Las compañías petroleras dicen que sus opiniones sobre las perspectivas de largo plazo en el combustible reflejan economía simple. A causa de las enormes inversiones requeridas para ampliar las refinerías, dice que no tienen otra opción, pero examinan sus proyectos a la luz de los pedidos de más combustible etanol, independientemente de lo realista que esto puede ser.

"El ambiente político cambió dramáticamente", dijo Mike Wirth, jefe del global refining business de Chevron. "Existe un gran riesgo que se introduzcan proyectos, afirmando que aumentarían las provisiones, cuándo la demanda puede no estar allí".

Las refinerías son un "choke point" (cuello de botella) en el suministro estadounidense de combustible. Como no se invirtió bastante dinero en refinerías para aumentar las provisiones de gasolina, las compañías petroleras fueron incapaces de satisfacer el crecimiento de la demanda del país en los años recientes. Esto forzó a depender de las importaciones, que son más caras que el combustible refinado localmente. La fragilidad del sistema de refinación se hizo evidente después de los huracanes Katrina y Rita en 2005. En ese entonces, el Presidente

Bush ofreció volver a abrir algunas bases militares como sitios para construir refinerías y el Congreso pasó una legislación para animar a los refinadores. Pero las compañías petroleras rechazaron la idea de construir nuevas refinerías en Estados Unidos, sosteniendo que sería poco práctico y demasiado caro.

Como consecuencia del "push" para los biocombustibles, y animado por las subvenciones federales y permisos, docenas de destilerías de etanol están siendo planeadas. Estas inversiones deberían duplicar la producción anual de etanol de maíz a 15 mil millones de galones para 2012 de los aproximadamente 6 mil millones de galones de la actualidad. Pero las restricciones de *farmland* (tierras de labranza) y la necesidad de usar maíz para alimentos, son obstáculos según los propios cálculos de la industria del etanol.

Los productores de etanol reconocen que no es claro como 20 mil millones de galones adicionales de etanol -Bush pidió 35 mil millones de galones de biocarburantes para 2017- será producido de celulosa o de biomasa. *"El pensamiento actual es que basados en la tecnología de hoy, sospechamos que el etanol de maíz generará al menos 15 mil millones de galones"*, dijo Brian Jennings, presidente de la American Coalition for Ethanol, una asociación de productores de maíz y etanol. *"Más allá de eso, es incierto. El mercado hará que se determine de donde vendrá esto"*.

A algunos de los miembros del Congreso les gustaría hacer el objetivo presidencial de los biocombustibles un *mandatory target* (objetivo obligatorio) -el equivalente de 2,3 millones de barriles por día que, en efecto, crearían una industria de etanol del tamaño de categoría mundial de productores petroleros como Kuwait o Nigeria.

La economía del etanol celulósico, hecho con cosechas no alimenticias y desechos agrícolas, es también confusa. Desde el etanol celulósico, todavía en etapa experimental, es dos veces caro que el etanol producido del maíz, no hay actualmente ninguna escala comercial de usinas celulósicas.

Lawrence Goldstein, analista de energía de Energy Policy Research Foundation, un grupo financiado por la industria, estuvo advirtiendo durante casi un año que los "twin goals" del gobierno de animar a los refinadores para aumentar la producción y promover el aumento de las provisiones de biocombustibles trabajan unos contra otros. *"Estas dos políticas no son complementarias"*, dijo Goldstein. *"Estas políticas están en conflicto"*. Además, Goldstein puso énfasis en que el etanol podría conducir al aumento de la volatilidad en los precios de los combustibles. *"Si conseguimos una mala cosecha de maíz, terminaremos por pagar esto en las expendedoras y posponer los alimentos"*, dijo. *"No compramos seguridad. Aumentamos la volatilidad"*.

Clay Sell, segundo secretario de energía, reconoció la preocupación, pero dijo que el consumo creciente de energía plantea la necesidad de los biocombustibles y la capacidad de refinación adicional necesaria a largo plazo. *"Uno puede pensar que estos objetivos están potencialmente en conflicto"*, dijo Sell. *"Pero el crecimiento de las demanda apoya la necesidad de inversiones en biocarburantes y el crecimiento de la capacidad de refinación. ¿Estamos preocupados por ello? Sí. ¿Pero creemos que estas preocupaciones están bien fundadas? No"*.

Hasta mediados de los años 90, Estados Unidos tenía una pieza de recambio significativa de capacidad de refinación. Pero debido a la consolidación de la industria, el número de refinerías disminuyó mientras las operaciones no rentables fueron cerradas. Como la demanda creció, sin embargo, la capacidad permaneció plana, la imagen cambió. En años recientes, las refinerías en Estados Unidos se manejaron cerca de la máxima capacidad.

Las refinerías domesticas pueden tratar ahora aproximadamente 17.5 millones de barriles de petróleo crudo por día, la mayor parte importado. Pero ahora, con el consumo cerca de aproximadamente 21 millones de barriles por día, más importaciones de productos refinados son necesarias también.

En las últimas semanas, los refinadores indicaron que aumentaron la salida: la producción de gasolina en Estados Unidos está en su nivel más alto alguna vez, con 8.85 millones de barriles por día. También, por la creciente producción de las refinerías existentes, las compañías petroleras dicen que ampliaron su producción en 200.000 barriles por día desde el año pasado. La extensión de las plantas existentes añadió el equivalente de 10 nuevas refinerías durante los últimos diez años.

La industria de refinación también gastó enormes cantidades -más de 50 mil millones de dólares en los últimos 10 años- para satisfacer los requerimientos de producir combustibles más limpios, según el American Petroleum Institute, un *main trade group* de la industria. Pero la demanda excede el suministro. En el primer trimestre del año, el empleo de gasolina creció 2%, casi dos veces respecto al año pasado. Las provisiones producidas domesticas en el país, aunque aumentaron sólo 0,5% por año promedio. Algunos consumidores, mientras tanto, tratan de conducir menos o simplemente absorben el más alto costo.

Números contradictorios

Los analistas buscan con lupa pistas y tendencias que indiquen la alteración del comportamiento de los conductores americanos. Sin embargo, esa vigilancia lleva sólo a una conclusión considerada punto pacífico y a un debate no resultado. La conclusión es que las estadísticas del gobierno muestran tendencias contradictorias (CNN Money, 21/5).

Los datos del Departamento de Energía de Estados Unidos para los tres primeros meses de 2007 muestran que la demanda de gasolina aumentó en más de 2%, mientras los datos del Departamento de Transportes sugieren que los americanos dirigieron en este periodo casi un 1% menos de millas. La comparación de esos datos es importante para basar las políticas del gobierno en cuanto a la disminución de la dependencia del petróleo extranjero. Además de eso, el consumo de combustible es uno de los factores más importantes a pesar en la inflación americana.

Jan Stuart, analista del banco UBS, habló sobre esa discrepancia en un informe divulgado la última semana. “Una cuestión que hemos visto últimamente es: *Cómo es que puede estar en crecimiento la demanda de gasolina si los datos apuntando las millas recorridas por los conductores indican el decrecimiento en el primer trimestre?*” (Bloomberg, 20/5). Stuart responde a esto diciendo que, inequívocamente, la demanda de gasolina está creciendo y que la metodología usada por el Departamento de Transportes es errónea. Pero también sugiere que los datos del Departamento de Energía pueden no estar correctos y que estarían subestimando la demanda.

Los datos del Departamento de Energía, que vienen de investigaciones hechas con proveedores, muestran que la demanda de gasolina de enero a marzo fue de una media de 9,1 millones de barriles diarios, o sea, un 2,3% de más que en el mismo periodo de un año atrás. La demanda año tras año continúa creciendo desde el inicio del mes pasado. Los precios en la expendedoras de gasolina, mientras tanto crecieron de 2,17 dólares a finales de enero, a 3,18 dólares de acuerdo con la American Automobile Association (AAA).

Tom Kloza, director del servicio de informaciones sobre el precio del petróleo en AAA, en New Jersey, afirma que al menos algunos aumentos de la demanda de combustibles

mostrados en los informes del Departamento de Energía pueden estar llevando a equívoco, revelando el comportamiento de los revendedores de gasolina, y no de los consumidores. Kloza explica que los revendedores tienden a estocar gasolina en el comienzo del año, se cree que los precios van a subir en el transcurso del año. *“Hay casi un crecimiento artificial de la demanda antes de esos aumentos de precios”*, dice Kloza.

Entonces, lo que se puede concluir teniendo como base los datos del Departamento de Transportes es que gracias a una temporada de invierno llena de nevadas, algunos analistas dicen que no es sorprendente que los conductores hayan dirigido menos. De acuerdo con los estadísticas del gobierno, tomando como base informes preliminares de diversas partes del país, los americanos dirigieron un ,08% menos de millas en el primer trimestre. El portavoz del Departamento de Carreteras americano, Doug Hecoz, fue renuente en defender los datos de su órgano como la última palabra para el problema o para quitar cualquier conexión entre el declive de las millas recorridas y el aumento de los precios de la gasolina.

El Banco Mundial presenta en “Gas Summit” el Global Gas Flaring Reduction Partnership

La combustión y ventilación de gas natural- el gas asociado que acompaña la extracción de petróleo crudo- desperdicia recursos valiosos y es una fuente antropogénica significativa de emisiones de gases de efecto invernadero. La combustión de gas sólo en África podría producir el 50% del consumo actual de energía en el continente africano. Además de ser reconocido cada vez más como un gran problema ambiental, la combustión puede en algunos casos causar efectos dañinos en la salud humana y los ecosistemas, especialmente en áreas cercanas a los sitios de combustión.

El Banco Mundial (BM) en colaboración con el gobierno de Noruega, creó la idea para Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR) para apoyar a la industria petrolera y a los gobiernos nacionales en sus esfuerzos para reducir la combustión de gas en todo el mundo.

La sociedad también está en el proceso de identificar un número de países específicos donde la reducción de la combustión de gases es posible a través de un esfuerzo coordinado con la industria y planea asegurar la cooperación de los gobiernos y las compañías petroleras nacionales. Inicialmente el objetivo es enfocarse en diez países durante un periodo de tres años, concentrándose en aproximadamente seis países durante los dos primeros años de la sociedad. Los países van desde grandes quemadores de gas (Argelia, Angola, Brasil, Nigeria, México y Rusia) a pequeños (Chad, Camerún, Ecuador, y Guinea Ecuatorial), y también podría incluir a Indonesia y la República del Congo.

El BM intenta hacer que Brasil, Venezuela y México se una a GGFR, un proyecto del cual Ecuador es el único país latinoamericano participante. El responsable de la divulgación mundial de GGFR, el boliviano Mauricio Ríos, dijo que el BM desea que los tres principales productores de América Latina participen de la iniciativa, que busca reducir la quema de gas en el proceso de refinamiento del petróleo (Ultimo Segundo, 22/5).

“Recogemos una mayor participación de América Latina en la alianza global”, añadió Ríos. En el marco del programa del “Gas Summit 2007”, que se realizó en San Pablo. Para Mauricio Ríos *“es muy importante que Brasil, Venezuela y México se unan, no simplemente por el hecho de que se una, sino porque la quema de gas representa un derroche de recursos y perjudica el medio ambiente”.* }

Se pronostica que la capacidad global de producción de petróleo aumentará un 60% de 2000 a 2020 y una tendencia similar se puede esperar para la producción de gas asociada a menos que se emprendan esfuerzos enérgicos para reducir la combustión de gas. Mucho de la producción adicional de petróleo vendrá de países y regiones que actualmente tienen grandes problemas de combustión. Por lo tanto, compañías y países enfrentan un reto importante para encontrar salidas para este gas que de otra manera será quemado.

En el mundo, son quemados, por año, 150 billones de metros cúbicos de gas natural, que equivalen a un 25% del consumo de Estados Unidos o a un 30% de la Unión Europea (UE). Los 40 mil millones de metros cúbicos quemados en África son poco más de la mitad del consumo total en ese continente. En América Latina, Venezuela quema 5,4 mil millones de metros cúbicos de gas por año, mientras Brasil y México, cada uno, responden por 2,5 mil millones. Cerca del 75% del proceso de refinación de petróleo está concentrado en las manos de 15 países. La quema de gas natural en ese proceso genera 400 millones de toneladas de gas carbónico cada año.

El responsable por la divulgación del pacto destacó la participación del Ecuador en el programa, a pesar de tener este una quema de gas natural inferior a la de los otros países, inclusive, de países de la región.

El venezolano Francisco Sucre, consultor de GGFR, dijo que los costos para evitar la quema de gas en las refinerías pueden ser cubiertos por los créditos de carbono. *“En el caso brasileño, fue muy provechoso el sistema de créditos de carbono, pues ayuda a sostener financieramente muchos proyectos. En el campo del gas, hay un potencial enorme”*, apuntó. Mediante el Protocolo de Kyoto, los países desarrollados compran créditos de carbono para contribuir a la reducción de emisión de gases de sus industrias, mediante el apoyo a proyectos ambientales, como los de energías “limpias”, que se aplican generalmente en naciones emergentes.

El director-gerente de PDVSA Brasil, José Vega expresó las dificultades para hacer *“viable”* esa reutilización del gas natural quemado en el proceso de refinamiento del petróleo en zonas alejadas de la sociedad civil y precisó que la quema hace más seguro el proceso de producción y distribución, evitando accidentes por escape (Unión Radio, 22/5). En tal sentido, destacó que *“la quema evita que el gas más dañino se convierta en un riesgo, donde el cambio de brisa y otros factores que desplazan el oxígeno puede ocasionar accidentes fatales”.* *“Pero si el gas quemado se puede aprovechar lo evaluamos y lo hacemos, pero en el medio de la selva no tiene sentido aprovecharlo sin beneficios para la población”*, concluyó.

Enfoque: Emisiones de CO2 entre 2000 y 2004 tres veces mayores a la de la década del 90

Entre 2000 y 2004, las emisiones mundiales de CO₂ aumentaron a un ritmo que es tres veces mayor que el de la década de los noventa. Aumentó de 1,1% por año durante los años 90 a 3,1% por año a principios de siglo XXI (Le Monde, 22/5).

La investigación, publicada en la edición en línea de la revista Proceedings de la academia nacional de las ciencias de Estados Unidos, también encontró que la tasa de crecimiento acelerada, es en gran parte debida al uso energético, requerido por el aumento de la actividad económica y al uso del carbón en el sistema de producción de energía, junto con los aumentos en la población y en el producto bruto interno per-capita.

“Ninguna región está descarbonizando su fuente de energía”, indica el estudio. La investigación demostró que el aumento en energía e intensidad del uso de carbón constituyen una revocación de una tendencia a largo plazo hacia un mayor rendimiento energético y uso reducido del carbón.

“A pesar del consenso científico que las emisiones del carbono están afectando el clima del mundo, no estamos viendo evidencia del progreso en el manejo de esas emisiones en los países en vías de desarrollo o desarrollados. En muchas partes del mundo, estamos actuando al revés”, comenta el co-autor del estudio Chris Field, director del departamento de ambiente global del Carnegie Institution of Washington, con sede en Stanford, California.

La investigación también demuestra que las emisiones globales reales desde el año 2000 crecieron más rápidamente que el nivel más alto planteado por el panel intergubernamental en cambio climático (IPCC). *“Las tendencias que relacionan la energía con el desarrollo económico se dirigen definitivamente en la dirección incorrecta”*, comenta Field.

La aceleración de las emisiones de carbono son más grandes en las economías que emergen en regiones en desarrollo, particularmente China, donde los aumentos reflejan principalmente el aumento per capita del producto bruto interno. El estudio dividió el mundo en regiones como Estados Unidos, la Unión Europea, Japón, las naciones de la ex Unión Soviética, China, India y tres regiones más que cubrían el resto del mundo (Reuters US, 21/5).

Entre 2000 y 2004, los países en vías de desarrollo explicaron la gran mayoría del crecimiento en emisiones, aun cuando ellas contribuyeron solamente con cerca del 40% de las emisiones totales. En 2004, el 73% del crecimiento en emisiones globales provinieron de zonas en desarrollo y de economías desarrolladas, abarcando el 80% de la población del mundo. El mismo año las áreas desarrolladas (incluyendo la anterior Unión Soviética), contribuyeron con cerca del 60% de las emisiones totales.

Estos países explican el 77% de las emisiones acumuladas desde el comienzo de la revolución industrial. Entre los años 80 y 2004, las emisiones totales en las áreas desarrolladas (Estados Unidos, Europa, Japón, y otras economías más pequeñas) aumentaron como resultado del rápido crecimiento en el producto bruto interno per-capita, sumado al relativamente leve aumento en la población. Este crecimiento fue compensado parcialmente por disminuciones en la cantidad de energía necesario para hacer cada unidad de producto.

El estudio acentúa que el crecimiento en emisiones son ocasionados por una variedad de factores y que el manejo de las emisiones en una economía cada vez más grande, requieren el progreso en el uso energético del sistema económico y el uso del carbón en los sistemas de energía.

Según Field, “solucionar la primera parte del rompecabezas requiere cambiar la economía hacia actividades como industrias de servicio y la tecnología de información, donde las emisiones pueden ser más bajas, y acentuar el rendimiento energético. Solucionar lo segundo requiere de nuevas fuentes de energía como el viento, solar y la energía nuclear”.

De acuerdo a los resultados del estudio, “el impacto de bióxido de carbono en nuestra atmósfera es el resultado de emisiones acumulativas. Este estudio es una señal que la acción global es urgente para invertir las tendencias adversas o el desafío de responder al cambio climático será más difícil”.

Pero según la EIA, el incremento de los precios del crudo debería reducir la demanda así como de los carburantes líquidos después de 2015, y en consecuencia bajar su parte del consumo energético global, del 38% en 2004, al 34% en 2030. A la inversa, la participación del gas natural, del carbón y de las fuentes de energía renovables debería aumentar en ese periodo.

La producción de petróleo no convencional (crudo extrapesado y asfáltico) debería aumentar cerca de 8 millones de barriles al día y contar para un 9% de la oferta de hidrocarburos líquidos en 2030. El carbón cuyo consumo crece al ritmo anual medio del 2,2% es la fuente de energía con crecimiento más fuerte, según la EIA. La agencia considera que estos tres países deberían contar con el 86% de la demanda mundial de carbón para 2030. “En los próximos años, la demanda de líquidos no convencionales se incrementará como resultado del aumento en los precios del petróleo”, dijo Guy Caruso, jefe de la Administración para la Información de Energía (AIE), un órgano autónomo del Departamento de Energía. “El consumo del gas y carbón se incrementarán” (Houston Chronicle, 22/5).

La EIA prevé también un crecimiento de la utilización nuclear: la capacidad nuclear mundial debería pasar de 368 gigawatts en 2004 a 481 gigawatts en 2030, según la agencia.

El consumo mundial de energía debería crecer 57% entre 2004 y 2030, prevé la agencia americana Energy Information Administration (EIA). El crecimiento más rápido debería venir de los países asiáticos no miembros de la Organización para la Cooperación Económica y Desarrollo (OCDE), particularmente China e India, donde el consumo respectivamente aumentará 3,5% y 2,8% al año por término medio (Le Monde, ídem). El mundo en desarrollo, incluyendo India y China, y algunos de los países *least-developed* consideran el 73% del crecimiento de las emisiones globales en 2004 y contiene aproximadamente el 80% de la población mundial, dice el estudio.

El aumento de la demanda de energía en esos países será del 95%, comparado con el incremento de apenas 24% de las 30 naciones más ricas del mundo que integran la OCDE, de la cual en las Américas sólo son miembros Estados Unidos, Canadá y México. Las economías de la OCDE crecerían en promedio en un 2,5% al año entre 2004 y 2030 comparado con el 5,3% de los países no miembros ese grupo (La Tribune, 22/5).

El informe, “Panorama de la Energía Internacional 2007”, señala, sin embargo, dos hipótesis para los precios del petróleo debido a la “gran incertidumbre” del mercado y algunos “asuntos geopolíticos” dificultan el cálculo de los niveles de producción.

El precio más alto que podría alcanzar el crudo en 2030 es de unos 100 dólares el barril comparado con los 43 dólares en 2004. Pero, en el otro extremo, el Departamento de Energía ubica un “precio moderado” de 49 dólares el barril en 2010 y luego un descenso aún mayor, a 34 dólares en 2015, nivel que mantendría hasta 2030.

2009 es la fecha límite para la negociación post Kyoto

La fecha límite para un documento internacional que suceda al Protocolo de Kyoto en el combate por los cambios climáticos es 2009. La decisión fue tomada por 45 diplomáticos asiáticos y europeos reunidos en Alemania. La semana que viene, en Heiligendamm, acontecerá la reunión del G8+5, el encuentro entre las siete naciones más ricas del mundo y Rusia (los grandes contaminantes del presente y del pasado), como los emergentes Brasil, China, India, Sudáfrica y México (los grandes contaminadores del futuro) (The Financial Times, 24/5).

“Definir 2009 como plazo es un paso importante”, evalúa Kiyoo Akasaka, subsecretario de comunicación de la ONU. *“2009 es un momento crítico en este proceso. Los países tendrían tiempo para ratificar internamente el nuevo acuerdo”*. Akasaka conoce el asunto. Fue uno de los negociadores de Kyoto, acuerdo que llevó dos años para ser diseñado y otros siete para entrar en vigor. Como la primera fase de compromisos de Kyoto va de 2008 a 2012 (estableciendo a los países desarrollados cortes de emisiones de gases de efecto invernadero), los negociadores tienen que correr para no dejar lapsos a partir de 2013.

Alemania, que preside actualmente la Unión Europea, quiere cerrar un acuerdo con el mundo oriental para presionar al presidente de Estados Unidos, George Bush a actuar en relación a las emisiones de gases y evitar que el encuentro G8+5 fracase. Estados Unidos no ratificó el protocolo de Kyoto. El gobierno de Bush argumenta que el acuerdo perjudicaría la economía americana y es injusto, ya que los contaminadores como China e India no tienen que someterse a las mismas reglas. Los demás dicen que no es justo cobrar la cuenta entera a quien *“sólo llegó a la hora de la cena a tomar un café”*, los países industrializados contaminan hace más de 100 años. La dificultad es antigua.

Sobre la mesa de negociaciones hay algunas propuestas y mucha incertidumbre. Brasil y Japón concuerdan con que el nuevo pacto tiene que ser flexible, promover el crecimiento económico y la protección ambiental, y estimular nuevas tecnologías verdes. Japón quiere que los países ricos corten sus emisiones por la mitad hasta 2050. *“Debemos crear un nuevo marco que se mueva más allá del Protocolo de Kyoto, en el cual el mundo entero se comprometa en la reducción de las emisiones”*, dijo Shinzo Abe, primer ministro de Japón en una conferencia sobre el futuro de Asia (FT, ídem).

Brasil quiere incentivos para evitar la deforestación. El propio formato del acuerdo que sucederá a Kyoto es una incógnita. Puede ser una adaptación del Protocolo, con nuevas metas y tal vez nuevos actores, lo que facilitaría la aprobación. O un acuerdo totalmente nuevo, lo que puede agradar a los reticentes como Estados Unidos y Australia.

Después de la alarma dada por el panel científico de la ONU, el IPCC, quedó claro que el calentamiento global tiene que ser contenido. Nuevas ideas surgieron, además de las metas de cortes de emisión. Ampliar el comercio de carbono es una de ellas, y agrada a los empresarios; tasar las emisiones de los coches y las industrias es la fórmula defendida por los economistas. Akasaka apuesta a una arquitectura mixta. Los gobiernos definirían políticas y medidas (tal vez hasta tasar emisiones) e industrias recogerían tecnologías verdes. *“Puede llevar un tiempo para llegarse a este nuevo régimen, pero soy optimista”*.

Los rótulos de carbono en los alimentos

¿A usted le gustaría ver rótulos de “carbono” en su comida? Los footprint (rótulos) muestran el contenido de grasa, sal y azúcar, entre otras cosas. Ahora, muchas empresas y minoristas alimenticias británicas planean añadir rótulos mostrando la cantidad (en gramos) de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) asociadas con la producción y el transporte de alimentos y otras mercancías (The Economist, 17/5).

Los primeros de esos rótulos aparecieron en abril pasado en los paquetes de pasteles Walkers. La red de farmacias británica Boots colocará rótulos de carbono en algunos de sus champús de marca propia a partir de julio. Esos rótulos fueron creadas en conjunto con la consultora ambiental Carbon Trust, financiada por el gobierno británico. La red minorista Tesco, la mayor del Reino Unido, también anunció planes para aplicar los rótulos de carbono en su línea de productos y otras empresas planean hacer lo mismo.

Si la idea funciona, los rótulos permitirán a los compradores escoger los productos con el rastro de carbono, además de comparar los alimentos locales e importados, y los que son cultivados con o sin aditivos sintéticos. Las afirmaciones de que algunos alimentos consumen más energía en su producción y preocupaciones sobre la distancia de transporte que tendrán un “*cuadro mucho más inclusivo y definido*”, dice Euan Murray, de Carbon Trust.

Calcular el carbono de un producto está lejos de ser una tarea fácil. Al contrario del contenido de grasa y azúcar, este no puede ser medido directamente. Los análisis académicos del ciclo entran en detalles meticulosos, como, por ejemplo, las emisiones asociadas a la construcción de las fábricas en las cuáles el alimento es producido. Hacer eso para miles de productos es una tarea descomunal. El secreto, afirma Murray, es encontrar el equilibrio correcto entre rigor y metodología, que funciones en miles de items. El abordaje de Carbon Trust, por ejemplo, recogerá incluir el CO₂ emitido en la producción, pero no el de los operarios que se trasladan al lugar de trabajo.

Los rótulos pretenden mostrar las emisiones de carbono asociadas con la fabricación, empaque, transporte a la tienda y su descarte. Como los paquetes de pasteles entregados en las tiendas más distantes habrán recorrido un mayor trayecto a partir de la fábrica, los auditores usan la distancia media para calcular las emisiones con transporte. De la misma forma, serán calculadas las medias nacionales de reciclaje, incineración o envío a terraplenes de los productores descartados.

Los rótulos no cuentan a la energía para refrigeración, iluminación y calentamiento de las tiendas. Tampoco incluyen emisiones con el uso del producto. La emisión con cocción de las patatas, por ejemplo, no entra en la cuenta. Colocar la tapa de la olla o ya no tendría influencia de la forma como son cultivadas, o aún, de lo que en el local en que son producidas, localmente o no. De la misma forma, el champú más dependiente del tiempo en que pasa en la ducha o de la temperatura del agua y de la calidad del calefactor. Factores como esas no podrían entrar en el rótulo de carbono, entonces no son incluidos, según Murray.

Un área difícil para encontrar un modelo es el sector agrícola. Algunas fuentes de emisiones agrícolas, como el consumo de electricidad en un galpón ganadero lechero, pueden ser directamente calculadas. Otras, como las emisiones de óxido nitroso del suelo y las emisiones de metano de los animales, no. Para estos últimos, son usados modelos matemáticos, dice Adrian Williams, científico agro ambiental de la Universidad de Cranfield, en el Reino Unido. Esos modelos, sin embargo, contiene suposiciones con los cuales no todos concuerdan. Un reciente estudio financiado por Defra, la agencia ambiental británica,

descubrió que algunos alimentos orgánicos tienen más rastro de carbono que los convencionales. El resultado fue criticado por Soil Association, principal grupo de presión de los llamados productos orgánicos, que cuestionó los modelos usados en los cálculos.

Para complicar más, las emisiones de metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O) de las haciendas tienen un potencial mucho mayor para provocar el sobrecalentamiento del planeta que las de CO₂. Esos gases son llevados en cuenta con su transformación en volumen de “dióxido de carbono equivalente”, por medio de factores de conversión suministrados por el IPCC, el órgano de ONU para cambios climáticos. La cuantificación de las emisiones de óxido nitroso, pero, aún no es bien comprendida, según Williams, por lo tanto no está claro aún cual es el modelo que debe ser usado. Un acuerdo sobre la mejor forma de calcular el rastro de carbono dependerá de los debates entre científicos, minoristas, agricultores y lobbistas, entre otros.

Carbon Trust inició una consulta, que deberá llevar un año. Este mes hubo un encuentro en el Environmental Change Institute, de la Universidad de Oxford, que evalúa la rotulación para Tesco. Un acuerdo es vital porque los rótulos sólo serán útiles que haya un patrón común. De otra forma, los consumidores no podrían comparar ni manzanas con manzanas.

Brasil: Proinfa sólo cumplió el 26% de sus objetivos en cinco años ¿nuevo impulso?

Lanzado como uno de los más ambiciosos programas mundiales de apoyo a fuentes alternativas de energía, el Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa) camina a pasos lentos. Creado a finales del gobierno de Fernando Henrique, en abril de 2002, el programa completó cinco años con sólo un 26% de su objetivo cumplido. La meta original establecía que hasta 2006 habría una capacidad instalada de 3,3 mil MW en fuentes eólicas, de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) y de biomasa. Hasta ahora, la capacidad instalada alcanzó 860,6 MW. Eso significa que un 26,1% de total equivalente a lo que puede generar la polémica usina de Jirau, en el río Madeira. Y, acá, los atrasos no tuvieron origen en las licencias ambientales.

El gobierno de Lula extendió el plazo para el cumplimiento del objetivo hasta 2008 y ajustó el programa para evitar la concentración regional de los proyectos. En el esquema inicial, Ceará quedaría con un 95% de las fábricas eólicas, Minas Gerais, con la mayoría de las PCHs, y San Pablo, con las de biomasa.

“El proceso tardó porque tuvimos que perfeccionar la ley y las reglas”, dice Laura Oporto, directora del Departamento de Desarrollo Energético del Ministerio de Minas y Energía y coordinadora de Proinfa. Oporto asegura que, ahora, el programa va a adelantarse, con inversiones previstas en 9 mil millones de reales, hoy completamente en sintonía con las

recomendaciones para combatir el calentamiento global hecha por el panel científico de las Naciones Unidas. En la actualidad existen casi mil MW en construcción y otros 600 MW programados. La meta original preveía que las iniciativas deberían generar 1.100 MW en cada una de las matrices energéticas. El sector de biomasa fue lo que más se aproximó a las metas, con una capacidad instalada de 465,9 MW. Las eólicas instalaron 208,3 MW y las PCH, 186,4 MW. Pero el interés por las pequeñas centrales y por las eólicas aumento mucho. *“Todas las semanas recibimos visitas de inversores internacionales interesados en el portafolio de PCHs”*, dice Nelson Siffert, jefe del Departamento de Energía Eléctrica del BNDES, principal socio del Proinfa.

El programa cuenta con la garantía de compraventa de la energía por la estatal Electrobras, y financiación de varios agentes, siendo el principal BNDES, en hasta el 80% de la inversión total de las fábricas. El volumen de energía prometido por el programa prácticamente corresponde a la necesidad anual de expansión del sistema, y quitaría al país del riesgo de apagón.

El atractivo del proyecto es la garantía de compraventa, por Electrobras, de la energía por precios por encima de los practicados hoy por la generación hidroeléctrica, ya que la producción por fuentes alternativas es efectivamente más cara. Para la biomasa, por ejemplo, los valores acertados fueron de 110 reales por MW/hora (bagaço de caña), en las PCHs, 135 reales por MW/hora y, en las eólicas, el precio varía entre 208 y 240 reales. En la última subasta, el precio de la energía hidroeléctrica quedó en 128 reales por MW/hora. Pero el punto es que, hasta ahora, los avances fueron tímidos en Proinfa. Según datos de Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), la capacidad actual instalada de proyectos de biomasa del programa es de 465 MW. Las iniciativas de energía eólica están en el segundo lugar, con 208,3 MW; las PCHs son las *“lanterninhas”*, con 186,4 MW.

El movimiento en el segmento de la eólica, que está atrayendo nuevos fabricantes de equipos, también sugiere un impulso en breve. Dentro del Proinfa, la energía de los vientos tuvo como traba el hecho de, hasta ahora, existir sólo un fabricante de aerogeneradores en el país, Wobben, y la exigencia del programa de un alto índice de nacionalización de los equipos (un 60%). En marzo, registra Laura Oporto, cayó el impuesto de importación de 14% sobre los equipos de energía eólica, para dar estímulo al segmento.

Lo que parece haber atrasado el cronograma de Proinfa fue el tiempo que se gastó con su reingeniería. Los contratos con las empresas sólo fueron finalizados en febrero de 2005, lo que colocó por tierra el plazo inicial de tener la generación de 3.300 MW a finales de 2006. El plazo tuvo que ser ampliado para el final de 2008. *“A pesar del esfuerzo del gobierno federal y de Electrobras, Proinfa aún no despegó”*, dice el profesor Célio Bermann, del Instituto de Eletrotécnica da Universidade de São Paulo.

Bermann es el coordinador de un trabajo realizado por sus alumnos del máster y doctorado, y que hace un diagnóstico de Proinfa desde su creación. El estudio, publicado este mes, apunta a los principales problemas enfrentados por Proinfa. Una de las críticas es que la financiación de los proyectos tenía muchas exigencias de patrimonio para los emprendedores, *“prácticamente desconsiderando que las nuevas fábricas tienen garantía de compraventa de energía por 20 años”*, dice Bermann. BNDES hizo ajustes en su línea de financiaciones. *“Concuerdo que en el inicio tuvimos problemas con Proinfa”*, refiere Siffert, de BNDES. *“Pero muchos emprendedores no demostraron capacidad de tener recursos propios”*.

Siffert, hoy, es uno de los entusiastas del programa. *“Nunca se contrató tanta PCH en un plazo tan corto”*, dice, acordando que hay 39 proyectos contratados con el banco, de PCH, en este momento. Y, en los próximos días, la dirección del BNDES recibirá la propuesta de construcción de otras 5 PCHs, cuyo accionista es un fondo de inversión y participación que

prefiere no identificar. El principal obstáculo, según el trabajo coordinado por Bermann es que las energías alternativas en Brasil, hasta ahora, continúan siendo vistas como una opción marginal. *“El incentivo a las fuentes alternativas no debería ser un programa a parte, pero una propiedad en generación de energía eléctrica”*, dice el estudio. *“Para mí también fue sorprendente. No esperaba que Proinfa estuviera generando tan poco”*.

Desarrollo de la energía eólica lleva a Brasil a la argentina Impsa y a la alemana Fuhrländer

El estudio tiene algunos años, pero sus números aún son bastante actuales. Concluido en 2001, el Atlas del potencial Eólica Brasileño, elaborado por la consultora Camargo-Schubert para el Ministerio de Minas y Energía, no deja dudas de que el país posee un gigantesco potencial de energía eólica. Finalmente, son 143 gigawatts (GW), el equivalente a diez usinas de Itaipu, tomando por base su nueva capacidad de 14 GW. Aún siendo difícil imaginar que todo este potencial vuelque en fabricas eólicas por allí, el hecho es que la inminencia de Brasil de viabilizar 1,1 GW a partir de la energía de los vientos (potencial que forma parte de Proinfa), ya menea con el mercado. Y lleva a Brasil inversiones por el 60% de los equipos necesarios para la producción local.

“Potencialmente, colocar ese 1,1 GW de pie consumiría 5 mil millones de reales en inversiones, siendo que un 80% de esos recursos serían usados en la adquisición de equipos y tecnologías”, dice Odilon Camargo, socio directo de Camargo-Schubert. El 20% restante serían consumidos por los gastos de infraestructura. Por lo tanto, es justamente Proinfa y no el porcentual de ese tipo de energía en el país, que despertó el apetito de algunas multinacionales de equipamientos por el mercado brasileño. Conocedores de que existe una carencia de fabricantes instalados en América Latina, algunas compañías comenzaron a prospectar la región.

La argentina Impsa y la alemana Fuhrländer ya iniciaron operaciones en Brasil. Hasta ahora, sólo la alemana Wobben Windpower, con sede en Sorocaba tiene 11 años de experiencia en Brasil, actuaba en la producción del equipamiento completo, de las palas a las torres.

“A buen seguro, Proinfa es importante”, afirmó Eduardo Lopes, gerente de ventas de Wobben. *“Además de eso, el panorama del mercado cambió y era lo que necesitaba acontecer para animar al inversor, con definición de tarifa y garantía de compraventa por la concesionaria”*, completa el ejecutivo. Para Wobben, el tiempo de soledad acabó. Nuno Sá, director comercial del grupo alemán Fuhrländer para América del Sur, contó que la compañía está invirtiendo 20 millones de reales para erigir una unidad en la zona industrial de Pecém, en Ceará. La idea es producir equipamientos que equivalen a una capacidad de energía eólica entre 300 megawatts (MW) y 600 MW.

José George Lima, asesor técnico de Fuhrländer en el país, informó que la idea es también atender los parques de la compañía, siendo tres en Aracari con capacidad de 31,5 MW, 50 MW y 57 MW, y uno en la playa de Taiba, de 16,5 MW. Hay también prospección para

proyectos en el estado de Paraíba. “*En una fase inicial, vamos a producir las torres en Brasil y llevaremos algunos componentes de Europa para el país. Nuestra previsión es que la unidad esté lista en 2007*”, afirma Sá. En el mundo, la compañía espera facturar cerca de 300 millones de euros este año.

En Impsa, ejemplo del concurrente alemán, la idea también es no sólo producir equipamientos, sino tener proyectos eólicos en el país. La compañía argentina estudia tener iniciativas para generar energía de ese tipo en Ceará y también en Santa Catarina. El primero tendrá una capacidad de 100 MW, mientras que la segunda 217 MW. La empresa, que además de tener tecnología propia, también mantiene acuerdos de cooperación con empresas europeas, está levantando una unidad en Recife (PE). La idea es que la operación produzca 200 máquinas por año, lo que equivale a una capacidad de 300 MW por año. Impsa no reveló la inversión pero el mercado apunta que la usina deberá consumir alrededor de 20 millones de reales. El objetivo es atender inicialmente Brasil, Argentina y América Latina, habiendo una posibilidad futura de exportarse para América del Norte y Asia.

Wobben instaló más de 200 aerogeneradores hasta hoy en Brasil, lo que significa un total de 236 MW. Fueron cinco las usinas dentro del plan Proinfa, o 209 MW, y la intención es levantar dos más este año y otras tres en 2008. Antes de la creación de Proinfa, Wobben prácticamente sólo exportaba a partir de su operación local. Negoció equipos para Argentina, Turquía, India y hasta Alemania. Hoy, la tendencia es que los negocios externos y en el mercado local se igualen, pero la empresa no revela los datos.

El ejecutivo de Wobben no tiene dudas de que si Brasil invirtiera con más vigor en energía eólica, ciertamente tendría toda su capacidad ya instalada. “*El potencial eólico, tomando en cuenta los vientos iguales o superiores a 7 metros por segundo es de 144 GW*”, dice, citando el Atlas del Potencial Eólico Brasileño. “*Se trata, por lo tanto, de un potencial absurdo*”, clasifica.

Chile: Los costos de la escasez de gas natural

Si en diciembre pasado una empresa desembolsaba \$1 millón mensual por concepto de gas natural para abastecer sus operaciones, hoy paga \$4 millones. Y si su cuenta de luz en enero era de \$400 mil mensual, hoy se empina a los \$500 mil. Es decir, un alza de 25% (El Mercurio, 25/5). Este es el dramático escenario que está enfrentando una gran cantidad de industrias que operan en Chile, producto de la escasez de gas argentino que debió ser sustituido por diesel, que es más caro y que tiene costos de transporte más altos.

Las importaciones de hidrocarburo, desde hace varias semanas, sólo alcanzan para satisfacer el consumo residencial, comercial, para no parar las industrias y para generación eléctrica. La situación está afectando a la competitividad chilena y, sobre todo las empresas pequeñas y medianas, alegan que el mayor costo podría repercutir en sus resultados del año, de mantenerse el flujo de gas en el mínimo. Esto, sumado a la caída del dólar, que afecta a las exportadoras e indirectamente a las industrias que compiten con productos del exterior, ya que éstos bajan fuertemente de precios, tiene en alerta a prácticamente todos los sectores productivos.

La ausencia de gas trae costos adicionales más allá de sólo el valor del diesel, que implica un desembolso cuatro veces mayor. Esto, porque el cambio implicar un

recondicionamiento de sus equipos y también una readecuación diaria de sus procesos productivos. También en episodios de cortes, las distribuidoras de gas les avisan en la mañana que no tendrán gas en el resto del día, lo que los mantiene en una permanente incertidumbre que los obligó, en muchos casos, a prescindir de manera permanente del uso de este combustible.

Las empresas están invirtiendo en la readecuación de sus equipos y piden al gobierno una mayor certeza de abastecimiento energético. *"No estamos cerca de tener problemas de suministro"*. El director ejecutivo de Empresas Eléctricas A.G. -entidad que agrupa a las distribuidoras-, Rodrigo Castillo, aseguró que *"al menos para el corto y mediano plazo no estamos cerca de tener problemas de suministro energético"*. No obstante, proyectó un mayor costo de la energía, aunque no se atrevió a anticipar en qué porcentaje. Para el experto, la situación es altamente preocupante, y puso la voz de alerta ante las demoras en los proyectos de generación eléctrica. *"Todo retraso es grave"*, dijo el directivo, quien aseguró que debe haber una mayor coordinación entre los organismos gubernamentales para sacar adelante los Estudios de Impacto Ambiental en plazos razonables".

Si bien en Chile hay muchas centrales que producen electricidad con gas, la mayor parte lo hace con recursos hídricos y es por eso que por estos días las generadoras miran insistentemente al cielo en busca de lluvias. La Dirección General de Aguas (DGA) cree que el período de lluvias, que se inicia en junio en el país, podría ser normal y que los embalses más importantes tienen suficiente agua para respaldar al sistema eléctrico este año.

"La señal es de tranquilidad. Aquí no hay que sacar consecuencias por situaciones puntuales, como que no ha llovido en las últimas semanas, porque aún no entramos del todo al período de lluvias," dijo a Reuters el director del DGA, Rodrigo Weisner. *"Es cierto que estamos en una situación un poco estrecha, pero no hay nada de que preocuparse y los sectores donde necesitamos agua, que son los embalses de la Laguna del Maule y de Laja están por sobre los niveles del año pasado,"* agregó.

Gas Atacama cerca de la insolvencia por la utilización del diesel

Gas Atacama, una de las mayores eléctricas del norte chileno, podría caer en insolvencia en las próximas tres semanas, porque no tiene recursos financieros para soportar su operación. El gobierno está preocupado, debido a que esta situación puede derivar en un racionamiento eléctrico en el norte, que afecte a la población, generando un problema político. El ministro de energía, Marcelo Tokman, contactó a la empresa para buscar una salida y tuvo conversaciones con las mineras, que son los mayores clientes del Sistema Interconectado del Norte Grande (La Tercera, 25/5).

La generadora, controlada en partes iguales por CMS Energy y Endesa Chile, está muy complicada por la profundidad de los recortes de gas que soporta este año. Durante 70 días sus centrales operaron con diesel y es probable que esta condición se extienda en los próximos meses. El reemplazo del gas por diesel elevó los costos de energía de Gas Atacama de 11 a 130 dólares por MWh. Como la eléctrica gasta más de 10 millones de dólares al mes para comprar diesel, está agotando los recursos que tenía en caja.

Si Gas Atacama cae en insolvencia está en riesgo entre el 10% y 25% del suministro eléctrico del norte. Además arrastraría a las cinco compañías asociadas al grupo, las cuales traspasaron recursos por 100 millones de dólares a la eléctrica. Fuentes de la industria dicen que si quiebra Gas Atacama también puede haber un efecto dominó en el resto de las eléctricas del norte. Agregan que el gran problema de GasAtacama es que nadie quiere cubrir su déficit económico.

La estadounidense CMS Energy habría comunicado a las mineras que su directorio no la autorizó para incorporar recursos frescos a Gas Atacama. La multinacional en diciembre castigó contablemente dos tercios de la valorización de la generadora, y ahora lo único que desea es vender el 50% de la propiedad. En tanto, fuentes del sector indicaron que Endesa no tomará acciones sin que exista un acuerdo con CMS para aportar capital, versión que no fue confirmada.

"No es razonable pedirles a los accionistas que incurran en mayores aportes, los que se están quemando no por responsabilidad de GasAtacama, sino que por un protocolo internacional que Argentina no ha podido cumplir", dijo el gerente general de la compañía, Rudolf Araneda (El Mercurio, 26/5). A su juicio, *"hay cartas importantes que están en la mano del Gobierno",* y aseguró que el Ejecutivo tiene *"que tomar resoluciones de carácter administrativo"* sin entrar en detalles.

El boom petrolero peruano choca con los reclamos indígenas

El objetivo de Perupetro (la agencia estatal que promueve la inversión en actividades de explotación y exploración de hidrocarburos) de firmar este año 25 acuerdos para explorar diversas zonas del subsuelo peruano con compañías internacionales –y alcanzar un nuevo récord tras los 16 acuerdos suscritos el 2006– no está muy lejos de convertirse en realidad (La Republica, 27/5).

Y es que la licitación (el próximo 12 de julio) de los 19 lotes petroleros y que a la fecha despertó –según palabras del presidente de Perupetro, Daniel Saba– el interés de 38 empresas genera muchas expectativas. Incluso dijo que se espera que sean unas 40 las compañías interesadas. Este optimismo es latente a pesar de la denuncia de un conjunto de organizaciones no gubernamentales ambientalistas y defensoras de los derechos humanos, quienes advierten que seis de los 19 lotes se superponen sobre reservas y propuestas de reservas territoriales para pueblos indígenas en aislamiento y áreas naturales protegidas.

Sobre el tema, la Asociación Interétnica de Desarrollo de la Selva Peruana (AIDSESP) afirma que los lotes 132, 133, 138 y 139 se superponen a las Reservas Murunahua, Madre de Dios e Isconahua. Y los lotes 139,136 y 135 se superponen a las propuestas de reservas que son Yaraví Tapiche, Yaraví Mirim y Kapanawa.

Saba señala a boca de jarro que legalmente no hay superposición, pues las reservas territoriales tienen que ser creadas por decreto supremo y no hay alguna creada en la zona de influencia de los lotes licitados. Indica además que si éstas áreas se crean, Perupetro se adecuará al mandato y *"sin ningún problema reducirán el área de los lotes para luego licitarlos"*.

Pero, ¿qué exige el Estado a las empresas que quieren buscar petróleo en los 19 lotes? En primer lugar, deberán calificar en el Reglamento de Calificación de Empresas Petroleras (DS 030-2004). Además, las empresas que ofrezcan pagar regalías por encima de lo que establece la legislación tendrán ventaja sobre las demás. La ley establece que las regalías petroleras están entre 5% y 38% de la producción, dependiendo del acuerdo suscrito por empresa y Estado. Las que ofrezcan, por ejemplo, tres puntos más, tendrán una bonificación en la calificación final.

Según Carlos Vives, gerente general de Perupetro, se espera que en la selva la inversión en exploración por cada lote subastado sea de entre US\$ 35 millones o US\$ 40 millones, mientras que el programa mínimo de trabajo en Talara será de unos US\$ 10 millones (tierra) y en aguas someras (de poca profundidad), será de US\$ 15 millones.

El trabajo mínimo que exige el contrato (cada lote tiene trabajo mínimo) es que entre los primeros 18 y 24 meses de entregada la licitación se empiece con la perforación del primer pozo. El plazo para la fase de exploración por hidrocarburos es de siete años, el que se puede extender de acuerdo a ley. En este periodo de tiempo se podrá determinar si existen reservas de hidrocarburos y en qué cantidad.

Cumplido ese plazo, y si descubren petróleo, pasan a la fase de explotación, que empieza después de terminada la fase exploratoria hasta completar el periodo de concesión de 30 años. El plazo para la fase de explotación de gas natural es el que reste después de terminada la fase de exploración hasta completar el plazo de 40 años.

De los 19 lotes, cinco se encuentran en el mar (aguas someras), seis en la Cuenca del Marañón, cuatro en Ucayali, uno en cada cuenca de Talara, Huallaga, Madre de Dios y el Titicaca. Una vez otorgada la buena pro y de comprobarse el incumplimiento o falta de veracidad de la documentación presentada, Perupetro podrá dejar sin efecto la adjudicación y proceder a la ejecución de la garantía.

Las empresas en la fase de exploración deberán elaborar planeamientos, ejecución y evaluación de todo tipo de estudios geológicos, geofísicos o geoquímicos. Además, el concesionario tendrá el derecho de propiedad sobre los hidrocarburos extraídos en el área de contrato. Y en la fase de exploración, todas las empresas estarán sujetas al régimen tributario peruano que incluye el régimen tributario común del Impuesto a la Renta, así como a las normas vigentes a la fecha de la suscripción del contrato.

Petrobras y ConocoPhillips invierten en Perú

Petrobrás invertirá en 2007 70 millones de dólares en el lote X (El Alto, Piura), superando sustantivamente lo invertido en años anteriores cuando los montos alcanzaron los 35 millones de dólares en 2004, 42 millones de dólares en 2005 y 58 millones de dólares en 2006 (La República, 28/5).

Ricardo Martínez, gerente de operaciones del gigante brasileño sostuvo que esta es una demostración de las condiciones favorables para invertir en el Perú y para el desarrollo de la industria de los hidrocarburos. El monto a invertir en 2007, añadió el funcionario, se destinará principalmente a la perforación de 103 pozos del lote X –cuya extensión es de 470 kilómetros

cuadrados— y que permitirán incrementar la producción de crudo de 13,100 barriles diarios a 14,500.

Actualmente, Petrobrás explora cuatro lotes: 58 (Cusco), 110 (Ucayali), 112 y 117 (Loreto). Además, en asociación con Repsol, explora el 57, y el lote 103 con Oxy. Martínez señaló que la empresa colabora con el desarrollo de la población local al impulsar proyectos como la dotación del servicio de agua potable para la localidad de El Alto y la provisión de gas natural domiciliario. Sobre este punto, detalló que a fines de este mes se suscribirá un convenio con el municipio de El Alto.

Mientras tanto, una filial de ConocoPhillips, la tercera petrolera de Estados Unidos, firmó un contrato para buscar petróleo en un lote en la selva de Perú, elevando a cuatro sus exploraciones de hidrocarburos en el país andino (Reuters, 24/5).

Burlington Resources Perú, subsidiaria de ConocoPhillips, firmó con el Gobierno peruano un compromiso mínimo de exploración en el lote 129 por 36,5 millones de dólares; que incluye el levantamiento de información geofísica y sísmica, así como la perforación de tres pozos exploratorios. *"Estamos muy emocionados de poder agregar el lote 129 a nuestras inversiones en Perú,"* dijo el gerente general de Burlington Resources Peru, Stephen Gast.

El lote 129, ubicado en la región amazónica de Loreto en el noreste de Perú, tiene una extensión de más de 472.000 hectáreas, y junto a los lotes 104, 123 y 124 suma un área de 3,7 millones de hectáreas netas, precisó el ejecutivo. La primera actividad de la firma en sus lotes consiste en la presentación y acercamiento con los miembros de las comunidades aledañas para promover el cuidado del ambiente y proyectos de desarrollo sostenible, agregó Gast.

El ejecutivo no descartó la participación de la firma en la licitación de 19 nuevos lotes que la agencia estatal Perupetro ofertará este año; en tanto, el gerente de exploraciones para Sudamérica y África de ConocoPhillips, Rick Mott, afirmó que no tienen previstos otros proyectos en la región. *"Estamos totalmente enfocados a nuestros proyectos en Perú,"* afirmó Mott.

Cifras y Notas del Sector:

Rosneft puede decantarse por el modelo de Yukos o el de Gazprom (Ria Novosti, 24/5)

La adquisición de antiguos activos de Yukos transforma a Rosneft en la empresa líder de la industria petrolera de Rusia pero plantea ante ella la necesidad de una reestructuración. El miércoles, los ejecutivos de esta compañía anunciaron la posible venta de algunos activos innecesarios pero la gran interrogante es adónde irá derivando el nuevo buque insignia del sector: hacia un modelo eficaz y orientado a la economía de mercado, como hizo otrora Yukos, o hacia un modelo del capitalismo de Estado que presenciamos en el caso de Gazprom.

Previamente a su desaparición, Yukos había sido una de las empresas más transparentes en Rusia. En esta materia, Rosneft mantiene las tradiciones de su antecesora. La revista SmartMoney le otorga 4,33 puntos en la escala de cinco a la hora de evaluar el grado de la transparencia corporativa. Gazprom, por ejemplo, ha obtenido la evaluación de 4 puntos como entidad, y 3 en lo concerniente a sus ejecutivos.

El volumen del endeudamiento hace a Rosneft equiparable a Gazprom - US\$36.000 MM y más de US\$40.000 MM, respectivamente - pero el monopolio gasífero puede llevar el lastre de la deuda con más facilidad porque tiene mayor nivel de capitalización: casi US\$226.000 MM frente a US\$85.500 MM en el caso de Rosneft. Antes del arresto de Jodorkovski, la capitalización de Yukos superaba US\$33.000 MM, y el importe de la deuda neta estaba por debajo de US\$3.700 MM.

Rosneft pagará a sus accionistas casi US\$540 millones, o un 15,6% del margen neto, en concepto de dividendos correspondientes a 2006. Yukos pagó US\$488 millones (19%) en el año 2001. Hay diferencias similares en lo que respecta a la rentabilidad. El pasado año, Rosneft ingresó US\$33.100 MM generando un beneficio neto de US\$3.500 MM, según los estándares de contabilidad US GAAP. Los resultados de Yukos en 2002 habían sido de US\$11.300 MM y poco más de US\$3.000 MM, respectivamente.

Rosneft incurrió en deudas para financiarse la compra de YNG y otros activos pero figura en la lista de empresas estratégicas y, por tanto, no se expone al peligro de una quiebra. Además de absorber los antiguos componentes de Yukos, obtuvo el liderazgo en el sector petrolero, así como el acceso a los flujos financieros bien organizados. Tiene todas las oportunidades para convertirse en una empresa eficiente. De momento, su principal ventaja es la figura del accionista mayoritario, el Estado, gracias al cual puede minimizar tanto los riesgos como los gastos. El éxito de Rosneft dependerá del papel que decida desempeñar en el futuro, pues puede actuar ahora en calidad de agente del mercado, capaz de reportar buenos dividendos a los accionistas, o bien, como agente del Estado, para proporcionarle los beneficios de otra índole.

Ecuador: El agua en el petróleo sobrepasa los límites (Hoy, 29/5)

Petroproducción insiste en culpar de su caída de extracción de crudo por debajo de 170 mil barriles diarios a los robos, sabotajes y a las petroleras privadas que supuestamente estarían entregando 9.039 barriles diarios menos de crudo de participación. Esto se da en medio de una crisis del sector que tiene en alerta al Gobierno.

Tras poner en duda la acción fiscalizadora de la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH), el vicepresidente de la estatal, Oscar Garzón, explicó que al hacer un balance entre la producción entregada por la red de oleoductos del distrito amazónico y la fiscalizada en el centro de medición en Lago Agrio se establece un diferencial de menos 5,85% de producción privada en lo que va del año. Dijo que las contratistas estarían entregando el crudo a los oleoductos secundarios y principales con una invasión de agua por encima del 1% permitido.

Con documentos, el director de Hidrocarburos, Juan Carlos Chimbo, demostró que las compañías no exceden ese valor. En el caso de la compañía TLC, que opera el campo Azul, el reporte mensual indica que el agua llega a 0,74%, mientras que en otras dos firmas: en City

Oriente, el 0,55%, y Repsol-YPF, 0,3%. Más bien hay dos expedientes administrativos en contra de Petroproducción que entregó crudo del campo Sacha con un exceso de agua de 1,9% , y de 1,11% del campo Guanta-Dureno.

El presidente de la Asociación que agrupa a las compañías, René Ortiz, manifestó que el Ecuador mantiene leyes y normas reglamentarias para fiscalizar la producción extraída y reportada por las firmas. Una de las reglas señala que las operadoras deberán entregar petróleo en los oleoductos con un contenido menor al 1% de agua. El agua es un elemento que está ligado a la producción. En el reservorio, a 12 mil, 15 mil ó 20 mil pies de profundidad, el yacimiento contiene petróleo, gas, agua y otros sedimentos que luego de operaciones industriales de separación regresan al yacimiento a excepción del crudo que es entregado y fiscalizado.