

Análisis Sobre El Mercado Energético Mundial

Del 15 al 22 de agosto de 2008

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

<u>Análisis I: O petróleo é nosso...</u>	3
✓ <i>Noruega como modelo de gestión de los activos petroleros brasileños</i>	6
✓ <i>¿Crearán un fondo soberano brasileño con el dinero derivado del pre-sal?</i>	8
<u>Análisis II: Costos y coyuntura podrían retrasar las tareas de Petrobras</u>	10
✓ <i>Brasil defenderá militarmente el pre-sal de un “enemigo ficticio”</i>	11
<u>Análisis III: Estrechez en el suministro mundial de azúcar</u>	13
<u>Análisis IV: Energía eólica como alternativa en el mix energético francés y la interconexión europea</u>	16
✓ <i>Cancelan proyectos eólicos por interferencias a los ojos de los radares británicos</i>	17
Commodities	18

Análisis I: O petróleo é nosso...



“O petróleo é nosso”, fue el lema nacionalista que llevó a la creación de Petrobras, la empresa brasileña controlada por el gobierno de Brasil, hace más de 50 años. Financial Times subraya: “Now the phrase and the nationalism are back”¹. El gobierno brasileño estudia un Nuevo modelo para extraer el petróleo de bajo riesgo y de alta calidad del pre-sal. Quiere controlar la explotación y extraer lo máximo posible. El plan brasileño para mantener el control sobre los grandes yacimientos de petróleo del pre-sal enfrentará obstáculos en el Congreso brasileño y eso puede

atrasar las ambiciones del país de hacerse un *player* global en el sector. Lo que está claro es que los descubrimientos de petróleo en Brasil incidirán justificadamente en su imaginario nacional.

David Zylberstein, ex-director de la Agencia Nacional del Petróleo (ANP), fue quién mejor colocó la cuestión: el objetivo del gobierno es correcto, maximizar los ingresos para la sociedad. Es correcto, pero la forma es errada. El gobierno ya viene recibiendo enormes sumas con la explotación del petróleo y puede recibir mucho más. Es sólo aumentar la tasa de participación especial y cobrar sobre campos de alta productividad, donde el riesgo es mínimo.

Según el editor económico Celso Ming, de Estado de San Pablo², la motivación del presidente brasileño no es técnica, pues técnicamente hablando no es preciso cambiar la reglas del sector petrolero ni la creación de una nueva empresa. “La motivación es política. Lula parece convencida de que puede quitar espacios electorales a la oposición en 2010 pasándose a la idea de que el petróleo es del pueblo, por el pueblo y para el pueblo y no para los accionistas privados de Petrobras, las mayoría de los cuáles, gringa”. El contexto ideológico en que la iniciativa está siendo implantada –prosigue Ming- es una especie de neonacionalismo populista. Hasta ahora, no hubo símbolo más acabado del interés nacional que Petrobras y los frutos de 55 años de investigación y desarrollo tecnológico con el resultado conocido, en gran medida obtenido gracias al capital procedente del sector privado.

Apenas iniciado el debate, los recursos del pre-sal ya están siendo vistos como una solución fácil a una lista interminable de problemas que va desde la educación a la salud, de la crisis de sanidad al reequipamiento de las fuerzas armadas, de la reforma tributaria a la eliminación definitiva de la pobreza, del desarrollo científico y tecnológico a la redención de los Estados y municipios. Lula debería ser el mayor interesado en evitar que la viabilización del proyecto sea comprometida por una batalla política expoliadora.

La cuestión más importante en el área del petróleo no es si va a ser preciso crear o no una nueva empresa, un 100% estatal, para garantizar la mejor apropiación del producto. La cuestión más seria es una indefinición o una decisión errada en ese campo puede paralizar la explotación del polo pre-sal de la Cuenca de Santos. La creación de una nueva

¹ Financial Times, “The oil is ours”, (18/8)

² Estado de San Pablo, “O pré-sal e os gringos”, (21/8)

empresa, aparentemente más por motivos electorales que técnicos, puede entorpecer más que resolver. El problema básico del polo de la Cuenca de Santos es que entre un 30% y un 40% de las reservas existentes allí y las que aún sean medidas pertenecen a la Unión. O están en áreas no licitadas o componen la extensión de las áreas circunscritas por concesiones.

La hipótesis más caliente de los geólogos de Petrobras es que haya una alta probabilidad de que Tupi, Júpiter, Iara, Pão de Açúcar, Carioca, Bem-te-vi, Guará y Caramba no se limiten a los trazos que alguien garabateó sobre un mapa. Además de eso, Forman parte de un único *tigelaço* geológico.

El director de Exploración y Producción de Petrobras, Guilherme Estrella, confirmó que hay “*una primera impresión*” de que hay “*áreas que estarían untizadas en el pre-sal*”. La “*untización*” es usada frecuentemente en la industria petrolera para evitar que empresas se beneficien de las reservas de otras en el caso en que estas estén interconectadas. En común acuerdo, las compañías elaboran un plan de producción. Eso significa que los anuncios de descubrimientos en áreas consideradas distintas puede representar, en verdad, un mismo campo petrolero³. El ejecutivo destacó, sin embargo, que no hay nada garantizado, porque sólo a partir de ahora serán iniciadas las perforaciones que van a permitir determinar la extensión de las reservas, además de los límites de los bloques. “*Estamos preparando una programación de perforaciones que permitirá una evaluación más completa de los datos técnicos sobre esos bloques. De momento, lo que existe es mucha especulación*”, dijo Estrella.

Son dos los argumentos más evocados para la creación de Petrosal. El primero es que, aunque estatal, porque un 55% de las acciones ordinarias son controladas por el Tesoro, poco menos del 68% del patrimonio de Petrobras está en poder de los accionistas minoritarios de Brasil y del exterior. Dejar el producto de esa riqueza a Petrobras sería entregar a manos privadas la riqueza que pertenecía al pueblo brasileño. El otro argumento es tonto, pero está siendo repetido hasta la extenuación. Es el que a partir del momento que fuera la principal explotadora de las áreas pre-sal, Petrobras será una enorme amenaza para el gobierno, cualquiera que sea⁴. Financial Times considera este argumento bizarro, mientras alude que entre las justificaciones figura la amenaza que representó la petrolera PDVSA en Venezuela contra el gobierno de Hugo Chávez en 2002.

Al parecer Petrobras no tiene objeciones de que una nueva estatal se encargue de la explotación del petróleo a ser encontrado en otras áreas que fueran descubiertas (la formación pre-sal se extiende por 3 mil kilómetros a lo largo de la costa, de Santa Catarina al Sur de Bahia). Pero entiende que la objeción de la baja participación en el capital de la empresa podría ser fácilmente rebatida si el Tesoro suscribiera hasta algo en torno a un 80% del capital de Petrobras. Para eso, no necesitaría desembolsar ni un centavo.

La empresa en estudio para controlar el pre-sal puede nacer con reservas estimadas en hasta 12 mil millones de barriles de petróleo. Es ese el volumen estimado por los geólogos para el área aún sin concesión en el llamado cluster del pre-sal en la Cuenca de Santos, donde está la reserva de Tupi. Las reservas sin concesión serían subastadas en la 9ª ronda de Licitaciones de la Agência Nacional do Petróleo (ANP), en noviembre del año pasado, pero fueron retiradas de la lista de ofertas después de la confirmación de Tupi. Según la estimativa de la consultora HRT Solutions, el área tiene reservas potenciales de 8 mil millones a 12 mil millones de barriles. El geólogo Giuseppe Bacocoli cree que es “*factible*” que lleguen a 10 mil millones de barriles. Toda el área del pre-sal en Santos, que tiene 14 mil kilómetros cuadrados y siete bloques exploratorios concedidos, puede tener entre 50 mil millones y 70 mil millones de barriles⁵.

³ Estado de San Pablo, “*Petrobras avalia o pré-sal*”, (19/8)

⁴ Estado de San Pablo, “*Petrosal e Petrobras*”, (15/8)

⁵ Estado de San Pablo, “*Nova estatal terá 12 bilhões de barris*”, (15/8)

Con el cambio de modelo, dicen los especialistas, el gobierno brasileño pretende asumir directamente las reservas, garantizando para sí una mayor parte de los ingresos con la venta del petróleo. De esa forma, negociaría los acuerdos directamente con los concesionarios actuales –además de Petrobras, extranjeras como la española Repsol y la británica BG.

Alvaro Bandera, director de Agora y presidente de Apimec, dijo que las reservas pre-sal sólo fueron descubiertas porque el gobierno quebró el monopolio de explotación en el sector, lo que permitió a Petrobras realizar convenios con 37 empresas extranjeras⁶.

Para que la riqueza del petróleo no se pierda, lo que se debe hacer:

1-Cobrar tasas elevadas en los campos de alta productividad de bajo o prácticamente ningún riesgo (ya existe hace 10 años un decreto para eso; sólo falta reglamentarlo);

2-Utilizar el petróleo más intensamente en el país. Es decir, construir refinerías, con la que Petrobras poco o nunca se preocupó. En vez de exportarlo bruto, exportar diversos derivados, que rinden más ingresos para Brasil;

3-Crear las condiciones básicas para la instalación de grandes parques petroquímicos e industriales que van a utilizar el petróleo, producir y exportar productos acabados, generando más riqueza y mano de obra.

Tres modalidades de contratos de explotación:

La propuesta de los ministros Edison Lobão (Minas y Energía) y Dilma Rousseff (Casa Civil) es crear una nueva empresa, un 100% estatal, para explorar petróleo y gas natural en el área pre-sal bajo régimen de reparto. Como define la Constitución brasileña, todo producto mineral es de la Unión, que lo puede explorar o directamente o por medio de licitación. Para entender lo que está en juego en el pre-sal, a continuación las tres modalidades de contratos de explotación de petróleo.

1) Régimen de Concesión. Es el que está en vigor en Brasil, definido por la Ley del petróleo, de 1997, la misma que creó la Agência Nacional do Petróleo, la ANP (organismo regulador). Su presupuesto es lo que la explotación de petróleo implica en voluminosas inversiones y alto riesgo. La ANP licita las áreas destinadas a la explotación y la producción. Las inversiones y el riesgo son del concesionario. La producción, si la hubiera, también. Además de la firma de la concesión (valor de la subasta), la concesionaria está obligada a pagar: impuestos de ley; royalties, cuyo fundamento legal es el agotamiento de los recursos naturales, llevados a Estados y municipios; y participaciones gubernamentales, recogidas conforme a la productividad del campo, en una medida que en general varía de 0% a un 40%.

El contrato comprende dos fases: explotación (inclusive la mensuración de la reserva), que lleva de dos a tres años, y el desarrollo del campo y la producción, que sigue hasta el agotamiento del yacimiento. Los contratos de concesión presuponen riesgos altos. En el

⁶ Portal Exame, “Para analistas, mudança de regra para pré-sal é aposta arriscada”, (21/8)

caso del petróleo pre-sal, se verificó que, ahora, no hay casi más riesgos. Esa es una de las razones evocadas para el cambio de sistema.

2) Régimen de Repartición o Production-Sharing Agreement, PSA. La Unión contrata las empresas para explotación, desarrollo y producción, quedando previamente definida la repartición de los costos y resultados. Los pagos son, en general, hechos en producto físico (petróleo o gas) y divididos en dos partes. En la primera, son definidas las reglas para repartición de los costos (cost oil), y, en la otra, la repartición de los resultados (profit oil). La mayor parte de la producción de los primeros años se destina a resarcir la contratada por las inversiones realizadas. En la segunda fase, se supone que la parte de la Unión sea bien mayor. El riesgo es que la empresa contratada exagere en los costos para recibir reembolsos más altos.

3) Régimen de Prestación de Servicios. El menos complejo de entender y el más difícil de colocar en práctica. El dueño del petróleo (Unión) por medio del gobierno o de empresa especial, contrata empresas para ejecutar servicios de prospección, explotación, desarrollo y producción y les paga por eso, independientemente del éxito o no del emprendimiento. Ninguna gran empresa de petróleo quiere trabajar solamente con este modelo. No perderá recursos para desarrollar complejas tecnologías sólo para recibir un pago por eso. Cualquier petrolera tiene en el planeta un puñado de opciones mejores. Por eso es que este sistema no es el correcto. Petrobras rechazó aceptar ese tratamiento en Ecuador y en Bolivia. Su estatuto no prevé actuación bajo esas condiciones.

Noruega como modelo de gestión de los activos petroleros brasileños

El modelo noruego viene ganando cada vez más fuerza en las discusiones del gobierno brasileño sobre el nuevo marco regulatorio para el sector petrolero de ese país. En los últimos días, el grupo de ministros encargado de elaborar las nuevas reglas para la explotación de petróleo pre-sal examinó modelos adoptados por 12 países productores de petróleo. Entre las conclusiones figuraba esencialmente el modelo noruego⁷. Los noruegos crearon una empresa un 100% estatal llamada Petoro, que tiene 60 operarios. No explora directamente petróleo, como hace Petrobras, pero entre como socia de empresas que operan pozos. Las ganancias de Petoro serán destinadas mayoritariamente a garantizar beneficios de las futuras generaciones.

Petoro envía todo lo que gana a un fondo de pensión, que actúa como si fuera un fondo soberano. El dinero es invertido en el exterior, en la compra de acciones y bonificaciones. Sólo los dividendos son gastos. Solamente un 4% del dinero del fondo puede ser usado en la economía interna cada año. El año pasado, los activos del fondo sumaban 396,5 mil millones de dólares. A pesar de la simpatía por el modelo noruego, no está claro que Brasil vaya a copiarlo. Para el ministro de Minas y Energía, Edison Lobão, el fondo soberano garantiza "*absoluta seguridad económica*" de los países, pues esos podrán sacar

⁷ Estado de San Pablo, "*Modelo da Noruega para exploração do petróleo ganha força no Planalto*", (20/8)

recursos del exterior siempre que haya necesidad. Los ingresos del petróleo también permiten a los productores eliminar el déficit en las cuentas externas.

La decisión de profundizar preferentemente los estudios sobre el modelo noruego de gestión de las reservas, explotación y producción de petróleo impone al gobierno brasileño el desafío de decir, también, lo que va hacer con el dinero de las reservas del pre-sal, si ese fuera el modelo adoptado para capitalizar la estatal⁸. Al contrario de la estatal noruega, Petoro, que heredó parte del dinero de un fondo de petróleo existente, la futura estatal brasileña no va a nacer capitalizada. Eso significa, en la práctica, que el gobierno brasileño necesita, ante todo, contar con dinero para invertir en la explotación del pre-sal, y transformarlo en dividendos. Por ese camino, el presidente Lula y sus ministros tendrán que archivar, por lo menos en el corto plazo, el discurso sobre el uso del dinero del pre-sal *“para resolver los problemas de millones de pobres que están ahí”*.⁹

El control del gobierno de Noruega sobre la exploración del petróleo forma parte de una estrategia de 30 años de la social-democracia noruega que, al contrario de la experiencia de la mayoría de los países productores, no se basó en el monopolio estatal, sino en un mix de competencia y apropiación de los logros del sector privado, que, este año, debe rendir a los cofres públicos 381 mil millones de coronas. Petoro fue creada en 2001 para abrir camino a la privatización de otra empresa estatal, Statoil, responsable de la extracción y comercialización del petróleo¹⁰.

La aparente contradicción del gobierno noruego –de crear una estatal para sustituir otra- se explica por la internacionalización de Statoil. La empresa fue creada en 1971 por el Partido Laborista para concursar y absorber la tecnología de las multinacionales que ya actuaban, desde 1965, en la prospección del petróleo en la franja noruega del Mar del Norte. En las décadas del 80 y 90, después de varios descubrimientos, la estatal se transformó en una potencia como es Petrobras hoy en Brasil, y comenzó a expandir sus actividades exploratorias a África y Asia, en alianza con empresas privadas. Esos cambios hicieron crecer los cuestionamientos a la necesidad de mantener una empresa *“nacional”* de petróleo. En 2001, después de las disidencias en el Partido Laborista, fue aprobada la apertura de capital de Statoil al sector privado.

Actualmente, el gobierno noruego –aún en manos de los laboristas, que encabezan una coalición parlamentaria- mantiene un 62% de las acciones de Statoil, participación superior a la del gobierno brasileño en Petrobras (un 55,7% de las acciones ordinarias). Esa condición de socio mayoritario garantiza al Estado el control de la empresa. A pesar de eso, el gobierno tiene una empresa un 100% pública, que es Petoro, para administrar las reservas de petróleo. Esa estatal detenta el derecho de propiedad de cerca de un 30% de la producción del país. Eso garantiza a los cofres públicos ingresos sobre una participación de la producción. Además de eso, el gobierno recibe dividendos de Statoil (por el 62% de las acciones) y cobra un impuesto que llega a un 78% de los ingresos de las socias privadas. *“En Noruega no tasamos la producción, sino las empresas”*, dice el gerente de proyectos de la agencia nacional de petróleo (NPD) de Noruega, Gunnar Soiland, al explicar que no existen royalties sobre la producción de petróleo, como en Brasil.

Es ese sistema de múltiples fuentes de ingresos que hizo el fondo soberano de Noruega alcanzar 375 mil millones de dólares el año pasado, con la acumulación de varios años de ingresos de la explotación de petróleo. El fondo fue creado en 1990, después que Statoil se hizo potencia económica. Antes de eso, en 1985, el gobierno noruego (entonces en manos del Partido Conservador) dio el primer paso para vaciar el poder de la estatal, al transferir hacia otro fondo autónomo (SDFI) los ingresos del gobierno sobre el petróleo.

⁸ Estado de San Pablo, *“Falta de capital pode ser problema para nova estatal”*, (20/8)

⁹ International Herald Tribune, *“Brazil studies second proposed sovereign fund”*, (19/8)

¹⁰ Estado de San Pablo, *“Modelo norueguês mantém parcerias”*, (21/8)

Originalmente, cuando fue creada, en 1971, Statoil ganó el derecho de explotación sobre un 50% de los campos de petróleo descubiertos en el país. Esa decisión de crear una estatal con "*semi-monopolio*" ocurrió sólo cuatro años después del primer descubrimiento de petróleo en el país, periodo en lo cual la explotación se mantuvo íntegramente en las manos de empresas privadas.

De acuerdo con economistas especializados, como Thomas Stenvoll y Richard Gordon, cuyos estudios están siendo utilizados en el Ministerio de Hacienda brasileño, esa fase inicial de explotación por multinacionales fue importante para reducir los costos de explotación y proporcionar conocimiento tecnológico. La base de la expansión de la Statoil, según ellos, habría sido esa simbiosis con el sector privado. "*La competencia siempre fue elemento clave para el desarrollo del sector petrolero en Noruega*", evalúa el periodista Bjorn Vidar Leroen, una especie de historiador de la Statoil. Además de eso, el modelo de noruego de explotación también se basó en la protección de sectores industriales domésticos responsables por el suministro de equipamiento, para impedir la "*enfermedad holandesa*" – desindustrialización fomentada por el exceso de divisas externas y abaratamiento de importaciones.

Dentro de la comisión interministerial brasileña del pre-sal existe un grupo que estudia la posibilidad de lanzar títulos basados en la riqueza de esas super reservas. Los inversores comprarían esos papeles garantizados por el petróleo y por la seguridad del Tesoro como propietario exclusivo y estratégico del petróleo, argumentan que es más fácil atraer inversores de ese modo, que dejando a Petrobras como tutora de esos campos, una vez que más de la mitad de las acciones son grupos privados.

Petro es, por encima de todo, y discursos nacionalistas aparte, lo que aún no fue suficientemente destacado en el debate brasileño, una gran inversora que, por decisión estratégica y unilateral del gobierno, es vuelve socia de las empresas privadas en la explotación de las mega reservas noruegas. Invierte mucho, pero también gana mucho y rinde mucho para los cofres del Estado. Por lo tanto, si la estatal brasileña quiere desempeñar ese papel, la pregunta que los especialistas se hace es: de donde vendrá el dinero para invertir como socia en los proyectos de explotación? Ante el nacimiento de una estatal descapitalizada, los especialistas dicen que el gobierno brasileño necesita señalar claramente que el dinero obtenido con el aseguramiento será íntegramente usado para invertir en la explotación y producción.

¿Crearán un fondo soberano brasileño con el dinero derivado del pre-sal?

Las discusiones que involucran la creación de un fondo soberano en Brasil se retrotraen a casi un año y, ahora, gana nuevos contornos. El descubrimiento de reservas puede generar millones de dólares en royalties para el país, realimentando los debates sobre la creación de un fondo¹¹. La propuesta que está en el Congreso prevé la elevación del

¹¹ Gazeta Mercantil, "*Com pré-sal, soberano volta ao debate*", (20/8)

superávit primario en un 0,5% con los recursos diseccionados al fondo. Con el pre-sal como foco, otras alternativas comienzan a ser meditadas por el gobierno.

“Este tipo de fondo soberano es bien antiguo, es normalmente creado por países con sobra de recursos, superávits estructurales para componer el fondo, lo que no es el caso de Brasil”, crítica Alex Agostini, economista jefe de Austin Rating. *“Nuestro superavit es coyuntural y no podemos olvidar que la economía se sostiene gracias a una carga tributaria excesiva”,* dijo. El saldo primario excedente, de 0,5% del PBI, en las estimaciones del gobierno, irá a destinar 14 mil millones de reales al fondo soberano. Hay una posibilidad, que consta en la propuesta presupuestaria para 2009, que destina cualquier sobrante por encima de la meta del 3,8% del superávit primario para el fondo. Hasta ahora, lo que excedía era utilizado para pagar la deuda pública.

Uno de los países que utiliza superávits estructurales para componer el fondo es China. El país destina parte de sus gigantes reservas, de 1,7 trillones de dólares, para un fondo soberano que invierte los recursos en el mercado accionario, en la búsqueda de rentabilidad. Las reservas brasileñas, en cerca de 200 mil millones de dólares, están lejos de ser consideradas gigantes. Otro tipo de fondo soberano son los de estabilización, típicos de los países ricos en un determinado recurso natural. Chile, por ejemplo, tiene un fondo con recursos originarios de las exportaciones de cobre. En Medio Oriente, son comunes los fondos compuestos por recursos de la extracción de petróleo.

En el caso brasileño de usar los recursos petroleros para el fondo soberano, la crítica que se hace es en relación a la finalidad de la iniciativa. *“El problema no es crear el fondo con recursos del petróleo, esto puede ser positivo, pero se requiere una definición de su utilidad”,* cuestiona Vladimir Caramaschi, estratega del Crédit Agricole, asset del banco Calyon. El economista recuerda que normalmente los fondos compuestos de ganancias con recursos naturales tienen por finalidad la estabilización fiscal. *“En Chile, el fondo conectado al cobre ayuda en la estabilización fiscal, o sea, cuando el precio del metal sube, el gobierno ahorra los recursos para los momentos de baja, que afectarían la recaudación”,* explica. *“Aquí, por lo que se sabe, la propuesta es un poco diferente.”*

Los discursos del presidente Lula establecen un vínculo entre un posible fondo soberano con recursos del petróleo con las inversiones sociales. El fondo de Noruega sigue ese modelo y contempla garantizar un ahorro de largo plazo. En ese caso, el origen de los recursos y el destino del fondo están bien claros. Una de las hipótesis creadas por el gobierno sería que el fondo soberano invertiría en educación. Hoy, la Unión se queda con un 40% de los royalties y el restante beneficia a cuatro ministerios: Marina, Minas y Energía, Ciencia y Tecnología y Medio Ambiente. Pero, en la práctica, no siempre los recursos llegan a los ministerios.

La idea original de aplicación de los recursos del fondo soberano compuesto por superávit primario también es diferente del patrón. En este caso, los recursos serían para financiar inversiones de empresas brasileñas en el exterior. *“Es lo contrario de lo que se hace actualmente, normalmente los fondos soberanos invierten en empresas extranjeras intentando elevar su lucratividad”,* explica Caramaschi. Los fondos soberanos no compran sólo títulos de países, sino invierten en inmuebles, oro y acciones de grandes empresas en la tentativa de maximizar sus retornos. Hoy, existen 47 fondos soberanos en el mundo, con 3,854 trillones de dólares en activos.

Análisis II: Costos y coyuntura podrían retrasar las tareas de Petrobras

La capacidad de conseguir plataformas y otros equipos necesarios para el desarrollo de los campos del pre-sal va a orientar el nuevo plan de negocios de Petrobras para el periodo 2009-2013, que deberá ser anunciado en septiembre, dijo el director de Abastecimiento de la estatal, Paulo Roberto Costa. *“La capacidad financiera no debe ser un problema, pero la capacidad física es una dificultad tanto a nivel nacional como internacional”*, evaluó Costa.¹² Asunto tan prohibido dentro de la estatal como las declaraciones en torno a la creación de una empresa para administrar el petróleo del pre-sal, el plan estratégico de la empresa debe *“crecer expresivamente”* en relación a los 112,4 mil millones de dólares previstos entre 2008-2012, por incluir los nuevos y voluminosos proyectos de la cuenca de Santos.

“No adelantar el aumento de la producción de petróleo y no ser capaz de refinarlo”, observó el director, recordando que Brasil quiere hacerse el exportador de derivados y no de petróleo bruto, para conseguir más ingresos con la venta externa. En línea con ese pensamiento, Costa admite que las cinco refinerías planeadas por la empresa para ser inauguradas hasta 2016 tal vez no sean suficientes para procesar todo el combustible que será extraído de las nuevas áreas. Sólo en el primer campo, el de Tupi, las reservas apuntan a un volumen entre 5 y 8 mil millones de barriles de óleo equivalente (petróleo y gas natural), la mitad de las reservas actuales de Petrobras.

“Con la entrada de los campos del pre-sal, básicamente a partir de la segunda mitad de la próxima década, va a generar nuevas necesidades, y Petrobras va a evaluar eso, dentro del concepto de refinar en Brasil para agregar valor, generar empleo, ingresos y renta en Brasil”, dijo Costa. A pesar que las refinerías de Pernambuco, Rio Grande do Norte y Rio de Janeiro, así como una refinería Premium, que fueron previstas antes del descubrimiento del pre-sal, cuando la empresa preveía una producción de 3,5 millones de barriles de petróleo diarios en 2015, las unidades ahora tendrán que ser adaptadas para el óleo leve recién descubierto. *“Ahora estamos adaptando el proyecto de esas refinerías, porque estamos viendo que no tiene sólo petróleo pesado, va a tener leve, vamos a procesar un mix de esos óleos,”* afirmó. Con la entrada de las nuevas refinerías en operación, considerando también las de Maranhão y de Ceará, la capacidad de refinación de Petrobras saltará de los actuales 1,9 millón de barriles diarios de petróleo a 3,2 millones de barriles.

Además de la refinación, el director afirmó que el área de gas y energía recibirá recursos relevantes, ya que también hay previsión de la existencia de un enorme volumen de gas natural en el pre-sal. *“Energía también tiene obras, como los terminales de GNL y otros proyectos de gasoductos, porque el pre-sal también tiene gas y no puede ser producido y quemado, usted tiene que tener mercado, para tener mercado tiene que tener ducto”*, se acordó.

La extracción del petróleo en otros países tiene costos bajos y en Brasil será uno de los más altos del mundo, al estar a 7 mil metros de profundidad. Se tiene que crear nueva tecnología, nuevos equipos. Se habla de inversiones por más de 40 mil millones de dólares sólo en la fase inicial. Nadie sabe cuanto va a salir ese petróleo, si 30 o 40 dólares por barril.

¹² Reuters Brasil, *“Equipamentos podem limitar novo plano da Petrobras”*, (20/8)

Hoy, el costo medio de extracción es de 7 a 9 dólares¹³. Hay por lo tanto, dos problemas: la necesidad de inconmensurables inversiones hasta comenzar a extraer el petróleo; y el alto costo de su extracción, lo que puede ser agravado si los precios, hoy en 113 dólares, caen, reduciendo así los ingresos que el gobierno prevé. De dónde procederán entonces las multimillonarias sumas de dinero para explorar la cuenca de Santos e instalar grandes refinerías, polos petroquímicos y parques industriales.

Para Edmar Almeida, profesor del Instituto de Economía de UFRJ y miembro del grupo de economía de energía, la explotación de la región va a demandar cerca de 40 plataformas petroleras. *“Eso va a exigir un volumen de capital enorme y sin una planificación muy cuidadosa”*.

El gas natural que será producido en la capa pre-sal del campo de Tupi, en la cuenca de Santos, deberá ser regasificado en unidades flotantes en plena costa brasileña para atender el mercado interno y, en el futuro, ser exportado, informó la directora de Gas y Energía de Petrobras, Maria das Graças Foster¹⁴. *“Una de ellas, y de más probable, dependiendo del volumen, será hacer una unidad flotante de GNL, para atender la demanda en nuestras terminales, volcándolo al mercado interno, pero si hay un tope de agua (de las hidroeléctricas) podemos disponer para la exportación”*, afirmó Foster.

Una definición para la utilización del gas natural contenido en las reservas gigantes del pre-sal deberá tardar aún algunos años, ya que va a requerir estudios sobre la producción y salida del combustible a más de 200 kilómetros de la costa. Si el petróleo del pre-sal va a llevar tiempo en ser extraído, el gas va a llevar mucho más tiempo. Es por eso que Brasil necesita aún gas boliviano por muchos años. Bolivia seguirá enviando gas a Brasil *“por lo menos hasta 2019”* pese al aumento de su propia producción interna y los recientes descubrimientos de más hidrocarburos. *“Tenemos un contrato con Bolivia hasta 2019, de 30 millones de metros cúbicos por día y la expectativa es que continuemos usando ese gas por lo menos hasta esa fecha”*, aseguró el director financiero y de relaciones con los inversionistas de la petrolera, Almir Barbassa. Según Foster, en agosto Brasil consumió 61 millones de metros cúbicos de gas natural, siendo cerca de 25 millones en el mercado y 35 millones por la propia Petrobras, que reinyecta el gas en los pozos productores para aumentar la producción.

Con la entrada de las terminales de GNL, sin embargo, la seguridad de suministro de gas natural del país aumenta, destacó Foster, que prevé que a partir del 25 de septiembre sea despachada la primera carga de GNL al mercado.

Brasil defenderá militarmente el pre-sal de un “enemigo ficticio”

Un ejercicio militar que *“bien pocos países”* tienen capacidad de hacer será iniciado en poco menos de un mes en la región de los recientes descubrimientos petroleros del pre-sal.

¹³ Estado de San Pablo, *“Política, sonho e pré-sal”*, (21/8)

¹⁴ Reuters Brasil, *“Tendência é gás do pré-sal virar GNL, diz diretora da Petrobras”*, (19/8)

Uno de los principales objetivos, según uno de los oficiales que coordina la operación, es mandar una clara señal de que Brasil está pronto para defenderse¹⁵.

Con un costo de 20 millones de reales, la Operação Atlântico será realizada entre los días 12 y 26 de septiembre en las regiones de la Cuenca de Santos, de Espírito Santo y de Campos y simulará una situación de enfrentamiento en que la infraestructura de la industria petrolera del país será blanco de un enemigo ficticio. *“Eso no es un gasto, eso es una inversión. Es como si fuera un seguro”*, dijo a Reuters el almirante Edlander Santos, subjefe de operaciones del Comando de Operaciones Navales de la Marina, fuerza que comandará el ejercicio bélico.

Serán movilizados 9 mil militares, cerca de 20 navíos, entre 40 y 50 aeronaves, submarinos, un *“número expresivo”* de lanchas y 250 coches de policía militares, entre camiones de transporte, blindados y coches de combate. Pero la maniobra no contará con portaaviones. Según el almirante Edlander, serán realizadas diversas simulaciones durante la maniobra militar. *“Tendremos ataques a puntos centrales de la infraestructura logística localizados en el área de Macaé (RJ) y de São Sebastião (SP). Tendremos la defensa de las tres cuencas petroleras”*, dijo. *“Ese es un gran ejercicio que involucra a las otras fuerza, no sólo en el mar, sino también gasoductos, oleoductos, puntos estratégicos”*.

Una maniobra como la Operación Atlántico no es habitual, por cuenta de su magnitud. El año pasado, recordó el militar, fue realizado un ejercicio de defensa del sector petrolero, pero *“se concentró en el área de Campos”*. *“(El descubrimiento del pre-sal) fue una feliz coincidencia. Nosotros ya habíamos decidido ampliar el ejercicio y vino el descubrimiento del pre-sal”*, dijo. La operación servirá para hacer una evaluación de las necesidades de las Fuerzas Armadas para proteger la infraestructura petrolera del país. En la planificación de la maniobra ya fueron detectadas algunas carencias que necesitan ser resueltas.

En medio de la reactivación de la Cuarta Flota de la Marina de Estados Unidos - que tiene como una de sus misiones ayudar a combatir el narcotráfico en América Latina y en Caribe-, Edlander buscó minimizar el hecho y dijo que el recado que Brasil quiere enviar con el ejercicio no tiene un destinatario específico. *“Brasil no posee un probable contestador, un probable enemigo”*, dijo. Pero para él, es importante hacer una señalización porque ella evita el surgimiento de *“un desafiante”*. *“Dentro de la visión moderna de planificación usted emite una señal a la comunidad internacional, emite una señal a todos: 'estoy pronto, estoy preparado.’”*

¹⁵ Reuters UK, *“Brazil Navy plans maneuvers to defend new oil find”*, (15/8)

Análisis III: Estrechez del suministro mundial de azúcar



Una mayor estrechez de los suministros mundiales de azúcar apuntalaría los precios y elevaría los márgenes de ganancias de los productores en el 2009. El presidente de LDC Bioenergía, la unidad de azúcar y etanol del grupo francés Louis Dreyfus previó que los márgenes “*volverían a lo que deberían ser*”, tras los declives de las últimas dos temporadas que causaron que algunas plantas produjeran con pérdidas¹⁶.

“*Esperamos que los márgenes se recuperen en el 2009. No me sorprendería ver a (los futuros) del azúcar muy por encima de los 15,5 (centavos de dólar por libra) o incluso por encima de los 17 centavos*”, afirmó Bruno Melcher, presidente del directorio de LDC Bioenergía. Los productores brasileños de azúcar, que son los más costo-eficientes de mundo, pasaron por un mal momento en la campaña pasada con los bajos precios del endulzante y la apreciación de la moneda local frente al dólar, lo que redujo las ganancias de los exportadores.

La feroz competencia con India, que incrementó su producción azucarera en respuesta a los altos precios alcanzados a principios del 2006, dificultó aún más la situación, pero los suministros de la nación asiática caerían debido a las escasas lluvias y porque algunos de sus agricultores plantaron más trigo. Los precios del azúcar operan actualmente en torno a los 14 centavos de dólar por libra en la bolsa de materias primas ICE de New York. Melcher dijo que la actual tasa de cambio, los precios deberían subir a 18 centavos de dólar para impulsar la siembra en Brasil.

LDC Bioenergía inauguró en los últimos días su octava planta de etanol y azúcar en Brasil, en el estado de Mato Grosso do Sul, en el centro-oeste del país, donde ya opera otras dos instalaciones. En Rio Brilhante invirtió 700 millones de reales (430 millones de dólares). El olor dulzón de la caña molida impregnaba el ingenio mientras los productos cañeros fluían por una red de tuberías hacia los lustrosos nuevos tanques. En su primer año, la unidad tendrá capacidad para procesar 3 millones de toneladas de caña, que aumentará a 4,5 millones de toneladas el año siguiente. “*La capacidad inicial es de (procesamiento de) tres millones de toneladas (de caña). La usina producirá 340.000 toneladas de azúcar y 160.000 metros cúbicos (160 millones de litros) de etanol (por año)*”, afirmó Keneth Geld, presidente de Louis Dreyfus (LD) Commodities¹⁷.

LDC Bioenergía informó que cuenta ahora con ocho unidades industriales en operación en Brasil, “*estratégicamente ubicadas*” en las regiones Sudeste, Centro Oeste y

¹⁶ Reuters Brasil, “*Dreyfus prevé melhora nas margens de açúcar etanol*”, (21/8)

¹⁷ Le Blog Finance, “*Louis Dreyfus : important investissement dans une usine d'éthanol au Brésil*», (21/8)

Nordeste. "Las instalaciones de la empresa tienen capacidad para procesar 20 millones de toneladas de caña de azúcar, para producir 1.100 toneladas de azúcar y 950 millones de litros de etanol por año", añadió. La empresa concentró tres usinas en Mato Grosso do Sul porque "en el Centro Oeste hay aún disponibilidad de tierra agrícola, lo que representa una ventaja competitiva", declaró Christophe Akli, presidente de LDC Bionergia. "Constatamos además que tanto el contenido de sacarosa como el rendimiento de la producción de caña en Mato Grosso do Sul son semejantes a los de Sao Paulo", añadió.

Por otro lado, LDC proyecta que el consumo de etanol en Brasil, cuyos automóviles de combustible flexible funcionan con el líquido, crecerá a 65.000 millones de litros en el 2020, frente a los 21.000 millones de litros actuales. El consumo doméstico de azúcar alcanzaría 14 millones de toneladas, contra los 11 millones de toneladas de este año.

El azúcar tiene otra vez el efecto "*bee-and-honey-pot*" sobre los inversores. Entonces hay que contemplar cinco hechos en la nueva temporada brasileña. Como el mayor productor mundial de azúcar y etanol, Brasil mueve y sacude el mercado global¹⁸. Aunque los números de India sean seguramente importantes, Brasil será el árbitro final del destino. Aquí un puñado de acontecimientos:

Primero, el área de caña en Brasil se expande. Fueron sembrados 8mn hectáreas para la temporada 2008-09, un suba del 12% (esto es el doble del área plantada por India). Brasil también cosechará el 12% más de caña que el año pasado. Aún así, las granjas de caña de azúcar brasileñas añaden hasta solamente 2% de sus tierras de labranza totales. Entonces no está todavía bajo el asalto de activistas "*food-vs-fuel*" y tienen mucho espacio para crecer. El suministro de caña es abundante este año.

La cosecha de caña de azúcar en la región centro sur de Brasil durante julio llegó al récord mensual de 73,04 millones de toneladas, informó este martes la Unión de Industriales de la Caña de Azúcar (Unica). El total de la cosecha acumulada en la región en la zafra 2008/2009 llegó a 214,31 millones de toneladas, 11,57% por encima del volumen del mismo período de la zafra anterior.

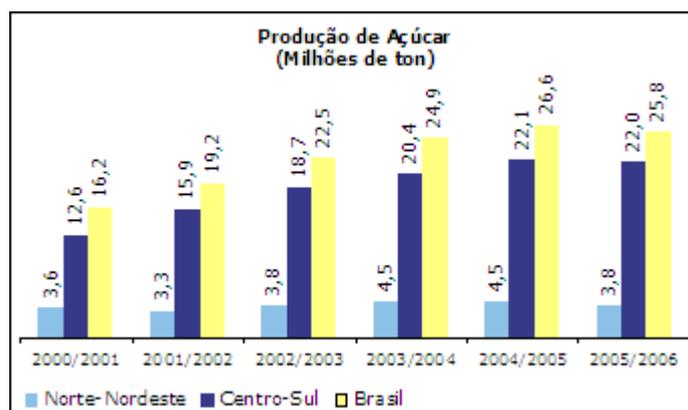
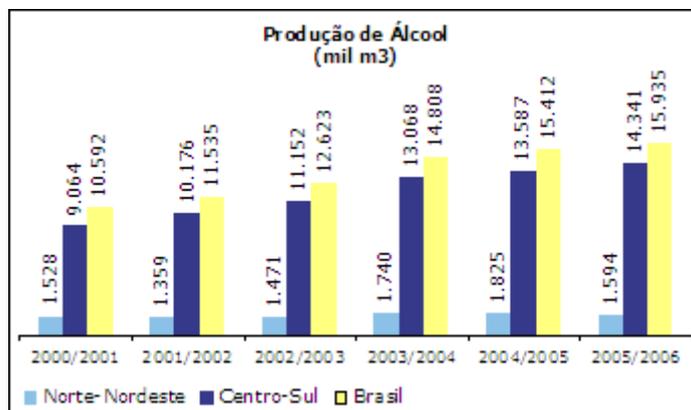
La molienda de ese total de caña permitió producir 10,72 millones de toneladas de azúcar (-2,51% comparado a igual período del año pasado) y 9.797 millones de litros de alcohol (+15,66%), detalló la Unica. "Un 59,89% de la caña de azúcar procesada se destinó a la producción de etanol, quedando para la producción de azúcar un 40,11% de la caña cosechada", explicó la gremial de azucareros. De la producción de alcohol, 3.221 millones de litros fueron de etanol anhidro (+0,19%) usado para química, farmacia, perfumería y para mezclar con gasolina, y 6.575 millones de litros (+25,12%) fueron de etanol hidratado para uso directo como combustible de automóviles. Unica había estimado que la molienda de caña de azúcar durante la zafra 2008/2009, iniciada en abril en el Centro Sur, crecería 16% en relación al período 2007/2008, a 498,1 millones de toneladas.

En la zafra 2007/2008, se molieron en el Centro Sur de Brasil 431,2 millones de toneladas de caña (+16%), se produjeron 26,2 millones de toneladas de azúcar (+2%) y 20.300 millones de litros de alcohol (+27%), de los cuales 7.200 millones de alcohol anhidro (+3%), y 13.100 millones de hidratado (+46%).

Dos, los molinos crecen en número y tamaño. Treinta nuevos molinos deberían comenzar operaciones esta temporada aparte de las expansiones de los molinos más viejos. Esto significa que aumentó la presión competitiva. La inversión extranjera y el interés por el sector de azúcar brasileño nunca han sido más altos. Los molinos controlados por los inversores extranjeros aplastaron el 11,5% de toda la caña de azúcar aplastada en Brasil el año pasado. El *big daddy* entre los inversores extranjeros es Tereos Group con cinco plantas

¹⁸ The Economic Times, "*Honey trap in the making?*" (10/8)

que aplastan cerca de 12 mn de toneladas de caña. Lo siguen Louis Dreyfus con siete plantas que pueden aplastar 11.5 mn de toneladas de caña (a propósito el mayor cultivador y procesador de caña es el brasileño Cosan, que aplastó 36 mn de toneladas el año pasado).



Tres, mientras tanto, todos los molinos se enfrentan con un altos de costos de crecimiento, cosecha y procesamiento de caña. Estos costos son ahora 11% más para plantar caña. El costo medio por corte aumentó 30% debido al aumento agudo en los costos de los *inputs* como los fertilizantes. El año pasado, en la región de San Pablo, producir una tonelada de caña costaba a un molino 19 dólares. Con la producción media de 90t/hectáreas, el costo es de 1649 dólares por hectárea. Pero debido al aumento explosivo del suministro de caña, los precios de la caña cayeron un 32%. Entonces los molinos ganaron sólo 1607 dólares por hectárea e incurrieron en una pérdida de 42 dólares. Es por eso que los "*bottomlines*" (balances) están bajo presión.

Seguramente Brasil aplastará más caña este año. Pero nos encontraremos con un mercado provechoso tanto para el azúcar como para el etanol en una era de costos altos y una competencia *nail-biting* (comerse las uñas, implicando tensión). En última instancia, la estratégica y visión corporativa colectiva de Brasil afectará al mercado global. *Make sure the risks they take doesn't become your honey trap.*

Análisis IV: Energía eólica como alternativa en el mix energético francés y la interconexión europea



Después de un comienzo tardío con relación a sus vecinos europeos, Francia se lanzó a un desarrollo eólico masivo con el fin de alcanzar cerca del 10% de su consumo de electricidad para el horizonte de 2020. Para eso, los poderes públicos multiplicaron las ayudas y las garantías destinadas a este sector. Conviene examinar la pertinencia en un contexto francés donde la producción de electricidad ya emite muy poco

CO₂ debido a la importante participación de la energía procedente de nuclear e hidráulica.

El mercado de electricidad debe ser entendido a escala europea, en particular en la relación Francia-Benelux-Alemania. Gracias a las interconexiones, aunque siguen limitadas, los electrones no conocen de fronteras y no es posible, en la actualidad, razonar sólo en términos de consumo francés. A pesar de los esfuerzos por controlar la demanda energética global, el mercado de electricidad está en crecimiento en un orden del 1 al 2% al año. El aumento de precios del petróleo probablemente arrastrará a una sustitución de las materias fósiles en la producción de electricidad, alimentando el aumento de la demanda en los próximos años, particularmente en momentos de extremos. En consecuencia, Europa deberá dotarse de nuevos medios de producción de electricidad. El gestor de la red (RTE) estima en 10,5 GW la potencia suplementaria necesaria para 2020 en Francia.

Para asegurar el equilibrio entre la oferta y la demanda, la red debe disponer de reservas rápidamente movilizables de producción. Puede tratarse de presas hidráulicas (utilizadas principalmente en invierno) de grupos a carbón o a gas, o turbinas de combustión que pueden ser lanzadas en poco tiempo. Estas reservas en su mayoría son emisoras de CO₂, y su dimensionamiento depende de las fluctuaciones y sobre todo de la previsibilidad de la oferta y la demanda de electricidad¹⁹.

El desarrollo de nuevos medios de producción está íntimamente vinculado al fortalecimiento de la red de transporte de electricidad. Esta red permite desde luego enviar la electricidad desde los lugares de producción hacia los lugares de consumo, pero es también un medio de administrar lo mejor posible el equilibrio entre la oferta y la demanda.

También hay que tener en cuenta las particularidades del mix eléctrico francés. Con cerca del 77% nuclear y 12% hidráulico, Francia es el país de Europa que tiene la producción eléctrica más sobria en términos de emisiones de gases de efecto invernadero. En comparación, Francia es responsable del 4,6% de las emisiones de CO₂ en la producción eléctrica en Europa, es decir menos que el valor absoluto que en Holanda o en Grecia, y sobre todo siete veces menos que en Alemania. Así, en Francia, el potencial de

¹⁹ <http://www.institutmontaigne.org/site/page.php>

reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el sector de la electricidad es particularmente limitado²⁰.

Por otro lado, cada kilowatt hora eólico evita la emisión de 300 gramos de CO₂. El CRE prevé una producción eólica de 5,5 TWh (5.500 GWh) para 2008, es decir 1,65 millones de toneladas de CO₂ evitadas (sobre un total de emisiones francesas cercano a los 500 millones)²¹.

El costo completo eólico está compuesto por el costo inicial de inversión (compra del motor eólico, la ingeniería civil, la conexión a la red de distribución) y del costo de mantenimiento entre los que se encuentran las externalidades generadas por la intermitencia en este modo de producción. La inversión inicial explica la mayor parte de los costos de las turbinas eólicas. Después de haber conocido una baja continua gracias al aumento de la potencia unitaria de los aerogeneradores, este costo está hoy en incremento, en parte debido al aumento de los precios de los materiales de construcción (acero, cemento) y por otra parte debido a la fuerte demanda de motores eólicos a través de Europa. El valor es de 1.300 €/kW instalado, con una tasa de actualización de 8% y una vida útil de 20 años. Luego pues la carga anual de capital es de 120 €/kW.

Para calcular las cargas fijas anuales, hay que añadir el costo de mantenimiento, de la guardia y de la seguridad, que varían entre el 2% y el 3% de la inversión inicial o aproximadamente 30 €/kW. El costo completo fuera de la externalidades de los eólicos es entonces de 150 €/kW/año.

El desarrollo eólico necesita una evolución y un fortalecimiento de la red de transporte de electricidad que permite transportar la electricidad producida a la red, luego a los usuarios. La instalación de estos nuevos equipos es mucho más lenta, en promedio, que la construcción misma de los aerogeneradores: 7 años, contra dos años para instalar una granja eólica. En resumen, estos elementos muestran que es razonable considerar un costo anual completo de la eólica terrestre en aproximadamente 163 €/kW, si la potencia instalada queda inferior a 10 GW. En los eólicos offshore, los costos son sensiblemente superiores, en particular en lo que toca a la conexión a la red. Se puede retener un costo de 275 €/kW comparando las tarifas de compra entre la eólica terrestre y la offshore.

Del lado de los "ingresos", hay que estimar que la instalación de un kW eólico en la red permite economizar: -por un lado en potencia instalada de turbinas a gas para el pasaje de picos de consumo, este proceso es susceptible de intervenir en períodos excepcionales - un año sobre 10 o sobre 20- donde la acumulación de azares amenaza el equilibrio de la oferta y de la demanda; -por otro lado en energía, cuando la energía producida por las turbinas eólicas permite reducir la producción de las centrales nucleares o térmicas.

Por la potencia que 1 kW eólico puede garantizar estadísticamente, en los períodos de picos donde las potencias instaladas disponibles deben ser movilizadas: un sólo motor eólico no puede garantizar nada; un parque infinito, funcionando en promedio un 25% del tiempo de manera totalmente aleatoria, garantizaría el 25% de su potencia, es decir 0,25 kW. Según Météo France, el parque real, con regímenes de vientos complementarios, garantizaría 0,20 kW. Esto significa una economía de sustitución de 7€ por kW.

Cancelan proyectos eólicos por interferencias a los ojos de los radares británicos

²⁰ http://www.institutmontaigne.org/medias/amicus_eolien-bd.pdf

²¹ Liberation, "Polémique autour du prix du vent", (4/8)

A pesar de la ambición del primer ministro británico, Gordon Brown, de desarrollar parques eólicos en el Reino Unido, el ministerio de Defensa vetó en 2008 casi veinte proyectos. Según el British Wind Energy Association (BWEA), se pidieron permisos para realizar parques eólicos que representarían en total una producción de siete gigawatts (el 20% del consumo de los 25 millones de consumidores británicos).

Sin embargo, cuatro de estos gigawatts fueron bloqueados por el ministerio de Defensa. La oposición del ministerio constituye *“un problema importante”* que pone en peligro la realización de los objetivos del Gobierno. *“El ministerio de Defensa es el principal obstáculo a la propia política del Gobierno”*, indicó Robin Oakley, de Greenpeace. *“España y Alemania también tienen ejército, tiene también una aviación, y no han supuesto un problema para desarrollar con éxito la energía eólica”*, señaló Oakley.

En los últimos meses, el ministerio de Defensa se inquietó por las interferencias provocadas por algunos parques eólicos: un avión que sobrevuela estos parques se vuelve invisible a los ojos de los radares de la Royal Air Force. Las pruebas en 2004 y en 2005 mostraron que las turbinas eólicas crean un *“boyo”* en la cobertura del radar. En la imagen, la sombra de las palas es considerablemente exagerada y pueden percibir el movimiento de las hélices. Pero ningún avión sobrevolando la zona. Para la Royal Air Force (RAF), la cuestión es de importancia: debe hallarse en situación de detectar toda maquina aérea que sobrevuela las zonas cubiertas por sus radares.

Entre enero y julio de 2008, 17 proyectos de parques eólicos fueron vetados por Defensa mientras que fueron aceptados 80. En todo el año 2007 bloqueó un total de 44 proyectos, lo que atrajo las críticas de los industriales y los ambientalistas que se quejan de una oposición demasiada sistemática. El gigante energético alemán E.ON, que produjo en 2007 más de 200 megawatts de energía eólica en el Reino Unido, decidió desafiar en abril el veto del ministerio a su proyecto de Humber Gateway (centro-este): pidió permiso para construir un parque que hubiese producido 300 MW, el equivalente al consumo de 195.000 hogares. La compañía está *“todavía discutiendo”* para recibir la autorización de ese megaproyecto, uno de los parques eólicos marítimos más importantes del país, mientras busca soluciones técnicas para evitar interferir en las operaciones militares.

Gobierno e industriales acordaron en junio buscar soluciones técnicas para solucionar este problema y *“asegurar que las necesidades de protección del espacio aéreo británico y la seguridad nacional no se vean comprometidas”*. El primer ministro Gordon Brown estimó en junio que se tenían que invertir cerca de 100.000 millones de libras para alcanzar este objetivo, lo que implicaría la construcción de 7.000 dispositivos eólicos (4.000 en tierra y 3.000 en mar).

Commodities

Energy

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
BRENT CRUDE FUTR (USD/bbl.)	116.930	-3.230	-2.69

GAS OIL FUT (ICE) (USD/MT)	1033.500	-36.000	-3.37
GASOLINE RBOB FUT (USd/gal.)	296.240	-8.280	-2.72
HEATING OIL FUTR (USd/gal.)	321.950	-8.110	-2.46
NATURAL GAS FUTR (USD/MMBtu)	8.142	-0.110	-1.33
WTI CRUDE FUTURE (USD/bbl.)	118.550	-2.630	-2.17

Agriculture

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
COCOA FUTURE (USD/MT)	2817.000	-24.000	-0.84
COCOA FUTURE - LI (GBP/MT)	1554.000	-10.000	-0.64
COFFEE 'C' FUTURE (USd/lb.)	144.500	0.850	0.59
CORN FUTURE (USd/bu.)	603.250	-14.250	-2.31
COTTON NO.2 FUTR (USd/lb.)	69.600	-0.240	-0.34
FCOJ-A FUTURE (USd/lb.)	108.100	1.550	1.45
SOYBEAN FUTURE (USd/bu.)	1333.500	-14.500	-1.08
SOYBEAN MEAL FUTR (USD/T.)	357.000	-1.700	-0.47
SOYBEAN OIL FUTR (USd/lb.)	55.700	-0.650	-1.15
SUGAR #11 (WORLD) (USd/lb.)	14.050	-0.090	-0.64
WHEAT FUTURE(CBT) (USd/bu.)	900.750	-21.500	-2.33
WHEAT FUTURE(KCB) (USd/bu.)	932.000	-18.750	-1.97

Industrial Metals

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
COPPER FUTURE (USd/lb.)	347.550	-6.300	-1.78
LME COPPER FUTURE (USD/MT)	7939.000	355.000	4.68
LME LEAD FUTURE (USD/MT)	1907.000	131.000	7.38
LME NICKEL FUTURE (USD/MT)	21495.000	1590.000	7.99
LME PRI ALUM FUTR (USD/MT)	2813.000	86.750	3.18
LME ZINC FUTURE (USD/MT)	1868.750	130.750	7.52

Precious Metals

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
GOLD 100 OZ FUTR (USD/t oz.)	830.000	-9.000	-1.07
SILVER FUTURE (USD/t oz.)	13.470	-0.373	-2.69

Livestock

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
CATTLE FEEDER FUT (USd/lb.)	112.625	0.100	0.09
LEAN HOGS FUTURE (USd/lb.)	74.375	-0.400	-0.53



LIVE CATTLE FUTR (USd/lb.)	105.800	-0.500	-0.47
----------------------------	---------	--------	-------

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