

Informe Sobre El Mercado Energético Mundial al 19 de octubre de 2007

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

Análisis del incremento de los precios del carbón térmico	2
✓ <i>Europa prioriza el carbón para la generación eléctrica; trastienda para la captura y almacenamiento de CO2</i>	4
✓ <i>Estados Unidos: Competencia por desplazar al carbón</i>	5
Estrategia: ¿Energía eólica duradera? Hacia la concreción del espinoso camino	8
✓ <i>Alemania apuesta por una política de importantes subvenciones para el sector eólico offshore</i>	10
✓ <i>Total prioriza la biomasa y la solar y descarta la eólica</i>	11
Análisis: Explosión en los costos de los servicios parapetroleros	12
✓ <i>Technip ante los desafíos de servicios petroleros en nuevos ambientes</i>	14
Análisis: Chávez quiere sustituir el petróleo por el gas en América Latina, pero ¿qué gas?	15
Mercado de emisiones de carbono: el fertilizante de nitrógeno	19
El FMI quiere la liberalización del etanol	21
✓ <i>Empresas japonesas buscan créditos de carbono en países emergentes</i>	22
Cifras y Notas del Sector	23
✓ <i>Perú: Pomalca y Tumán exportarán etanol desde el 2009</i>	23
✓ <i>Noruega bloquea expansión producción gas StatoilHydro en Troll</i>	23

Análisis del incremento de los precios del carbón térmico

Es el regreso al siglo XIX, cuando los *maîtres de forges*¹ controlaban tanto las acerías como las minas de carbón y mineral de hierro. La tentativa frustrada de Arcelor Mittal de comprar la más importante mina de carbón todavía no explotada del mundo en Siberia es el último episodio hasta la fecha de la carrera por el carbón. En el inicio de la subasta de la mina Elga comenzó con un precio de 1,8 mil millones de dólares. El grupo indo-belga fue eliminado finalmente, por razones oscuras.

Las apuestas están alrededor del carbón, esencial para la industria siderúrgica y la producción de energía de numerosos países. El encarecimiento del gas y del petróleo hizo esta materia prima más atractiva. Christian Tauziède, director científico adjunto del instituto francés INERIS, estima que el carbón *"es la energía número uno en niveles de reservas todavía disponibles"*.

Antes que las empresas mineras y de energía empiecen las negociaciones sobre los precios, la dinámica se torna favorablemente para los productores de carbón. El carbón puede ser un fósil antiguo pero sostiene el interés de los inversores desde hace tiempo. Carl Mortished, editor económico del londinense The Times² afirma que el precio del carbón está ganando terreno debido a la creciente demanda de combustible para las centrales eléctricas chinas, el *"logistical bottlenecks"* (cuello de botella logístico) en Australia (pero también en Sudáfrica). El operador de la mayor terminal de exportación de carbón tuvo que reducir el número de buques autorizados para cargar en el puerto de Newcastle, Australia. Las aglomeraciones en el puerto, que exporta el carbón de las minas de Hunter Valley, alcanzaron un pico de 79 navíos en el verano ante el impulso de los productores asiáticos para proveerse previendo la escasez de carbón este invierno³.

"La infraestructura del puerto está más adecuada para tratar con volúmenes crecientes, haciendo subir las tarifas de carga", afirma Ajay Patel, analista de commodity de Kleinwort Benson. *"Una escasez de barcos empujó los precios a niveles record"*. Los proyectos para ampliar la capacidad del puerto australiano el año próximo deberían causar un alza de las exportaciones. Pero no todos los proyectos, que buscan duplicarla capacidad en Queensland, tiene un calendario fijado.

Otro de los factores del alza de los precios es la escasez de transporte de carga para transportar el combustible sucio. *"El costo de una tonelada de carbón entregado en Rotterdam se elevó un 50% desde principios del año, apretando los márgenes de los generadores de energía y incrementando las facturas de electricidad si el invierno demuestra ser menos balsámico"*.

Indonesia, el mayor exportador de carbón, tiene menos cuello de botella de infraestructura pero su carbón tiene un valor calorífico inferior. El número creciente de centrales eléctricas a través de Asia asegura una demanda robusta. Más del 75% de la nueva capacidad planificada en Asia, fuera de Japón será encendido con Carbón, según el Financial Times⁴.

¹ El pasaje de los talleres artesanales de la pequeña metalurgia rural a la dimensión industrial dio origen a dinastías en las regiones más propicias para la producción, donde estas familias crearon importantes ciudades industriales. El control de la producción de armamento, en Europa occidental, presa de los trastornos finales del siglo XIX, le aseguró potencia e influencia.

² The Times, *"Oil price hits record of \$86 as commodity rises intensify inflation fears"*, (16/10)

³ The Times, *"Australian queue-cutting set to fuel the rising price of coal"*, (8/10)

⁴ Financial Times, *«Hot Coal»*, (11/10)

Para el diario suizo Le Temps⁵, la explicación de este encarecimiento tiene un nombre: China, el mayor "guzzler" (tragón, coloquial: cuando un auto consume mucho combustible), usa casi el 40% del consumo global. Espera añadir 80 GW-100 GW de capacidad generadora al año hasta 2010, según Morgan Stanley. Es a la vez el primer productor y consumidor del mundo, transformándose en 2007 en importador neto. Financial Times sostiene que el cierre de minas por razones de seguridad y el aumento de la conciencia de contaminación conduce a una remota subida de las importaciones. Las importaciones chinas de carbón se encogieron en septiembre 10% en relación a agosto en 3.62 millones de toneladas, manteniendo al país como exportador neto del commodity por tres meses⁶. Los problemas de transporte hace más fácil para algunas regiones importar el carbón de Vietnam o Corea del Norte.

El gigante asiático consumo 2,5 mil millones de toneladas de carbón al año, pero sólo produce 2,3 mil millones. En relación a los problemas de flete por la importante demanda. "Hay una verdadera falta de barcos, que se refleja en los precios", indica Ian Cronshaw, responsable de la División de Diversificación Energética de la IEA.

Según las proyecciones de la organización, la utilización de carbón por China debería crecer por término medio del 4,2% al año para 2030, contra el 1,6% en Estados Unidos. El impacto ambiental podría revelarse catastrófico: emisiones de CO₂, mercurio y dióxido de azufre están en el programa. Los chinos son concientes del riesgo. Pero su producción energética depende en un 70% de carbón, contra el 1% de su fuente nuclear. En pleno crecimiento, el país podrá difícilmente reducir su dependencia al 66% en 2010.

"Creo que antes de que finalice el año, es posible que algunos generadores en Asia tendrán que contemplar apagar sus plantas, ya que no tendrán suficiente carbón", dijo a un productor de carbón a Reuters.

En Europa, los generadores de energía, los mayores consumidores en el viejo continente de carbón, compran la mayor parte de su carbón en "rolling long-term contracts" (contratos a largo plazo renovables) de los productores, pero por lo generar compran una pequeña proporción en el mercado spot.

La generación a carbón es utilizada más intensamente durante los meses de invierno, cuando generalmente es más bajo el costo del combustible. Algunas regiones europeas pueden cambiar de carbón a centrales hidroeléctricas, eólicas o de gas, sobre todo en escandinava, alemana e ibérica, pero la mayoría de las utilities europeas tienen por lo menos algo de generación a carbón.

La alemana E.ON, la italiana Enel y la española Endesa se encuentran entre las empresas que actualmente buscan carbón para Q4 y Q1, dijeron fuentes del mercado. Una empresa europea recientemente pagó cerca de 115 dólares la tonelada CIF por una carga de Sudáfrica que compró para sustituir el retraso en los embarques de otros orígenes.

Las empresas cementeras europeas dijo también que recientemente compró a precios muy superiores a los indicados en globalCOAL trading platform⁷. "Por lo tanto, muchas utilities y cementeras están buscando", dijo un trader. "Pagarán porque están desesperador por encontrar carbón".

Un gran consumidor de la industria europea del carbón dijo que su empresa luchó recientemente para encontrar suficiente carbón aceptable cualquier origen y no tiene más remedio que pagar el precio pedido por el proveedor. "En Europa, de todos modos, creo que podrá encontrar suficiente carbón, pero no será fácil y tendrá que pagar", dijo otro comerciante. Los consumidores de todo el mundo tuvieron que adaptarse a pagar precios más altos que nadie imaginó que se alcanzarían nunca.

⁵ Le Temps, "Le charbon attire les convoitises", (6/10)

⁶ Reuters UK, "China Sept coal imports fall 10 pct from August", (17/10)

⁷ <http://www.globalcoal.com>

En el caso de la India, la aceptación del aumento de los precios para los clientes tomó a muchos comerciantes y productores por sorpresa. *"Solíamos decir que en India es un precio totalmente impulsado por el mercado y nadie puede comprar carbón de Sudáfrica por más de 50 dólares FOB pero los consumidores no tuvieron elección este año"*, dijo un comerciante indio.

"Creo que tendremos que pagar 120 dólares por tonelada CIF antes que finalice el año", añadió. Los precios spot free-on-board (FOB) sudafricanos se toman a menudo como un buen indicador del costo del carbón, ya que su calidad es aceptable para la mayoría de los consumidores. Los precios spot FOB sudafricanos se encuentran a 65 dólares, después de haber permanecido en alrededor de 60 dólares para la mayor parte del año.

Utilities japonesas y chinas corren por asegurar provisiones. En la primera semana de octubre, varias empresas energéticas japonesas estuvieron de acuerdo en pagar a una unidad minera de Australia de Peabody Energy 68 dólares por tonelada por carbón para el cuatro trimestre, un aumento del 25% en el precio de la primera parte del año.

El *"energy squeeze"* (algo así como apretón de energía), que mantiene al carbón al alza, generó demanda de productos más recientes, como los biocombustibles, añadiendo presión adicional sobre el mercado de los cargueros de materias primas.

Europa prioriza el carbón para la generación eléctrica; trastienda para la captura y almacenamiento de CO2

Pero en todo el mundo sigue creciendo la construcción de centrales a carbón. En Inglaterra, la importancia del carbón fue subrayada en fechas recientes cuando RWE npower anunció proyectos anunciados planes pilotos de captura de carbono en una de sus centrales eléctricas y su empresa rival de energía E.ON firmó un acuerdo de suministro por cinco años con UK Coal⁸.

RWE tiene previsto invertir en un megawatt de una planta de captura de carbono y en su facility Aberthaw en el sur de Gales y también planea construir una demostración de captura y almacenamiento de carbono de 25 megawatts en otro sitio. RWE quiere hacer un test del método de captura de carbono y almacenaje de carbono antes de construir una central eléctrica a carbón de hasta 2,400 megawatts capaz de usar esa tecnología.

Andy Duff, presidente de RWE npower dijo: *"en la próxima década las centrales nucleares y de older coal (viejo carbón) serán cerradas. Sin embargo, el carbón continúa siendo una importante fuente de energía para el Reino Unido y mientras esto ocurra, creemos que la captura de CO2 y el almacenaje ofrecen un potencial significativo. Este piloto es un paso crítico en nuestros planes para ir a centrales eléctricas de carbón limpio"*.

⁸ The Guardian, "King Coal comes clean for electricity firms", (11/10)

Mientras tanto, en Francia, el pasado lunes 8 de octubre en una reunión del medioambiente en Havre, una bandera rezaba: "*no a las dos grandes centrales a carbón*". Su argumento: ¿por qué nuevas centrales mientras que hay que reducir las emisiones de gases de efecto invernadero?⁹

A algunos kilómetros de ahí están proyectadas, en una zona industrial inmensa que va a lo largo del Sena, dos fábricas eléctricas con el combustible más emisor de gas carbónico (aproximadamente 780 g de CO₂ por kilowatt/hora producido). Hierbas y arbustos ocupan el gran terreno donde podrían ser construidas ambas instalaciones de 800 megawatts (MW) cada una, por las empresas Endesa y Poweo. Justo al lado, hay un muelle donde desembarcan carbón que alimenta las centrales existentes de EDF. "*Aumentar las importaciones de carbón interesa al Port autonome que apoya estos proyectos*", indica Annie Leroy, de l'association Ecologie pour Le Havre. "*Pero el interés económico a corto plazo se opone al interés sobre el cambio del clima*".

Ambas centrales proyectadas en Le Havre no constituyen un caso aislado: una rompiente de centrales térmicas de carbón, fuel y gas está planificado en Francia. Si todo esto es realizado, representará cerca de 13.000 MW. Estas instalaciones reemplazarían a las centrales a carbón por partes, lo que dejaría cerca de 9.000 MW de capacidad nueva, es decir tanto como siete reactores nucleares. El aumento de las emisiones de CO₂ está asegurado, aunque ningún cálculo oficial fue pronunciado todavía. Por ahora, estos proyectos no prevén captación de la fuente del gas carbónico, con el fin de almacenarlo en el subsuelo.

Estos proyectos son lanzados por las empresas que piensan tomar un lugar en el mercado de electricidad, en respuesta a la liberalización impuesta por las directivas europeas: Gaz de France, Endesa, Poweo, Suez, Atel, Iberdrola, entre otros, y también EDF que sola entre 2005 y 2010 debería poner en funcionamiento 4.000 MW en combustibles fósiles. "*Para hacer frente a los picos de consumo, necesitamos estas centrales térmicas*", explicaba a principios del año Pierre Gadonneix, presidente de EDF.

Este programa se traducirá también por un aumento fuerte de las importaciones de gas, entre las que demuestran los proyectos de puertos metaneros en Fos, Dunkerque, Verdon (donde el impacto abierto sería muy importante). En Antifer, no lejos de Havre, ya existe un puerto petrolero. Cada día, podemos ver petroleros descargar sus 400.000 toneladas de crudo importadas de Medio Oriente. El consorcio Gaz de Normandie quiere completar las instalaciones por un terminal metanero. Pero este proyecto es dudoso por varias asociaciones y electos locales, que critican su impacto abierto e industrial, pero también su misma lógica: "*Francia se comprometió a dividir por cuatro, en 2050, las emisiones de gases de efecto invernadero*", dijo Guy Le Mignot, de la asociación Saint Jouin Bruneval por el desarrollo duradero. Pero si se suman los proyectos de puertos metaneros, acabamos en una multiplicación por tres de las cantidades de gases importados ¡hay una contradicción.

Los industriales se refugian detrás del juego del mercado y la seguridad energética. "*Francia no puede depender solamente para su gas de Rusia de Putin*, dice Luc Poyer, de Poweo. *Y una empresa como la nuestra, que es nueva, debe poder tomar un lugar en el mercado, por eso nuestros proyectos de centrales a gas y a carbón*".

A la anarquía creada por un mercado desenfrenado se añade la idea que la demanda eléctrica puede sólo crecer: según el RTE (Réseau de transport d'électricité), el consumo de electricidad debería aumentar 1,3% por años hasta 2020. Es contradictorio con la decisión de los jefes de estado europeos, en marzo, que fijaron el objetivo de reducir 20% el consumo de energía de Europa en 2020.

⁹ Le Monde, "*Les projets de centrales brûlant du combustible fossile se multiplient* », (15/10)

Estados Unidos: Competencia para desplazar al carbón

Mientras el mar Ártico se derrite, los principales bancos de Estados Unidos invierten en miles de millones de dólares en 150 nuevas centrales eléctricas alimentada a carbón en todo el país. “¿En qué están pensando (los banqueros)?”, se preguntó Leslie Lowe, directora del programa de energía y ambiente del Centro Interreligioso sobre Responsabilidad Corporativa. “Son inminentes las regulaciones sobre las emisiones de dióxido de carbono (...) es una locura construir nuevas generadoras a carbón”, opinó.

Eso es precisamente lo que están haciendo el Bank of America y el Citi (ex Citigroup), afirma el informe “*Bank, Climate Change & the New Coal Rush*” (Los bancos, el cambio climático y la nueva fiebre del carbón), presentado en los primeros días de octubre por Rainforest Action Network (RAN)¹⁰.

“La generación eléctrica en las centrales térmicas a carbón es la mayor fuente de dióxido de carbono del mundo, supera a la deforestación y a las emanaciones de la quema de combustibles de transporte”, dijo Rebecca Tarbotton, directora de la Campaña Global de Finanzas de la RAN. “Las 150 centrales propuestas arrojarían a la atmósfera entre 600 millones y 1.100 millones de toneladas de carbono anuales”, señaló Tarbotton. Las emisiones globales de ese gas son en este momento de unos 8.000 millones de toneladas¹¹.

“Si se construye una cantidad importante de esas generadoras no hay esperanzas de evitar una catástrofe climática”, dijo Hill McKibben, autor de Step It Up¹². “El cambio de clima se está manifestando mucho más rápidamente de lo que cualquiera esperaba”, declaró.

En las últimas semanas, informes de que el manto helado del Ártico se redujo drásticamente en este verano boreal dejaron a los científicos conmocionados por la velocidad y el grado del derretimiento. El Ártico bien puede pasar de blanco a azul en menos de una década, afirman algunos. Las consecuencias de un Polo Norte sin hielo en el sistema climático y natural mundial todavía están por ser sopesadas.

Actualmente, el carbón genera aproximadamente la mitad de la electricidad de Estados Unidos, y libera 80% de las emisiones de dióxido de carbono del sector. Construir nuevas plantas alimentadas a carbón –que tienen una vida útil proyectada de 50 años– prácticamente revertiría todo esfuerzo interno por reducir la contaminación, observó McKibben.

RAN y una coalición de organizaciones ambientales y religiosas, así como el ex vicepresidente Al Gore, los senadores John Edwards y John Kerry, y el líder de la mayoría del Senado Harry Reid, todos del opositor Partido Demócrata, exigen una suspensión a la construcción de nuevas generadoras térmicas a carbón. “No puedo comprender por qué no hay jóvenes bloqueando la maquinaria para impedir que construyan centrales eléctricas a carbón”, dijo Gore en una cita del diario The New York Times en agosto pasado. Además, “es financieramente absurdo respaldar una técnica del siglo XIX en lugar de tecnologías del siglo XXI”, opinó McKibben.

¹⁰ <http://ran.org/presskit>

¹¹ http://ran.org/fileadmin/materials/comms/special/gf_briefing.pdf

¹² <http://stepitup2007.org>

No debería olvidarse que extraer carbón mineral implica remover montañas, abrir enormes minas a cielo abierto y generar millones de toneladas de desechos tóxicos que ya devastaron muchas parte del país, enfatizó Tarbotton. *"El sur de West Virginia es una zona de guerra. Todos los días explotan unos 1.600 millones de kilogramos de explosivos"*, aseguró Julia Bonds, fundadora de Coal River Mountain Watch. *"Están envenenando nuestra agua y nuestro aire. Quiero que el Citi y el Bank of America se den cuenta de que cuando financian la industria del carbón están arruinando vidas y matando comunidades"*, dijo Bonds.

El Citi hace importantes financiamientos en el sector energético y de los combustibles fósiles y el principal en la explotación de carbón del mundo. Según la revista Forbes, los activos del Citi, de 2,2 billones de dólares, lo convierten no solamente en el banco más grande del mundo, sino también en la mayor empresa del mundo, según el informe. El Citi es la principal fuente de inversiones de la industria carbonífera, con más de 4.000 millones de dólares entregados a Peabody Energy, la mayor empresa mundial de minería de carbón.

El banco aportó miles de millones de dólares a empresas mineras que explotan montañas, por ejemplo, Massey Energy, Arch Coal, Alpha Natural Resources y otras. Estas compañías son responsables por la pérdida de unas 405.000 hectáreas de bosques y sierras en los montes Apalaches, en el noreste de América del Norte, señala el informe. En 2006, el Citi respaldó con más de 38.000 millones de dólares a la industria de la energía, mientras financiaba sólo una operación de energías alternativas, pese a sus comunicados en los que se mostraba como el banco "más verde" de Estados Unidos, destacó Tarbotton.

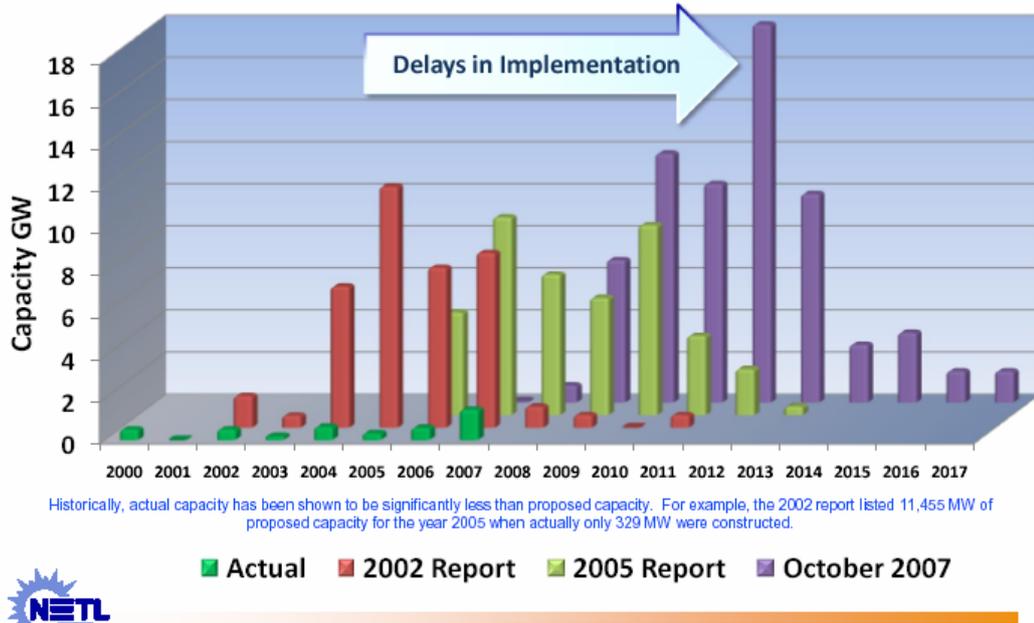
En los últimos días, por lo menos 16 proyectos de centrales a carbón fueron abandonados en 2007, y varias decenas de otros fueron rechazados, frente a la incertidumbre que rodea a las futuras restricciones de emisiones de gases de efecto invernadero y una subida de los costos de construcción del 40%. Un informe reciente del Departamento de Energía (DOE)¹³ de Estados Unidos revela que 14.000 MW de electricidad con carbón fueron anulados desde principios de año, y que los proyectos adicionales que totalizan 32.000 MW fueron rechazados. El documento preparado por el National Energy Technology Laboratory (NETL) estipula que históricamente, solo un tercio de los megavatios anunciados se realizan. Muchos proyectos anunciados públicamente no se realizan.

Esta tendencia parece haberse acentuado desde hace algunos años. La edición 2002 del mismo informe del NETL preveía 11.455 MW de capacidad adicional en 2005, mientras que solamente 329 MW fueron finalmente añadidos a la red eléctrica americana ese año. El estudio del NETL precisa que 121 proyectos de centrales a carbón está siempre sobre la mesa, pero que la realización de 76 es considerada desde ahora "incierto" por el gobierno.

¹³ <http://www.netl.doe.gov/coal/refshelf/ncp.pdf>

Past Capacity Announcements vs. Actual

Figure 1



Estrategia: ¿Energía eólica duradera? Hacia la concreción del espinoso camino

"Une grande entreprise n'assure pas sa pérennité en se contentant de tirer le maximum des filières existantes. Il faut aussi savoir lever la tête et essayer d'anticiper les grandes évolutions de demain. Les énergies renouvelables sont appelées à se développer et Total souhaite jouer un rôle actif dans ce développement » dijo Thierry Desmarest, ex presidente de la empresa francesa Total (13 de septiembre de 2003)

¿La cuestión del almacenamiento de la energía eólica habría encontrado su solución en el subsuelo de Iowa? Cerca de Dallas, en Iowa Stored Energy Park¹⁴, un centenar de empresas contribuye a un proyecto de investigación con vistas a almacenar energía eólica. Este es uno de los "*thorniest challenges*" (desafíos espinosos) en el campo de la energía renovable: Cómo almacenar el exceso de energía de las windmills cuando la demanda es baja y luego usarla, más tarde, cuando la necesidad es mayor. Su solución: almacenar el aire en el subsuelo¹⁵.

Un "*big air compressor*" (compresor de aire gigantesco) propulsa el aire comprimido en el subsuelo, compuesto de arena porosa. El sistema funciona como un balón gigante, que permite restituir en la superficie el aire conservado bajo presión. Éste acciona luego las turbinas de una central a gas, aumentando un 60 % su capacidad. El almacenamiento del aire comprimido permitiría regular así la producción eólica.

El subsuelo estudiado en Iowa debería contener el equivalente de 20 semanas de producción, suficiente para asegurar la producción energética necesaria en caso de ausencia prolongada de vientos. "*Este truco hace provoca la captura del viento que de otra manera podría ser gastado. Esto también deja a la utility vender la energía almacenada cuando la demanda alcanza su punto máximo y los precios son más altos*", dice Kent Holst, director de desarrollo del parque. Con el apoyo financiero del Departamento de Energía, más de 100 empresas municipales en Iowa, Minnesota y en Dakota están gastando cerca de 200 millones de dólares. Iniciado en 2003, el proyecto debería ser finalizado en 2011. Una central de Iowa, productora de 268 MW, debería ser la primera en integrar este sistema de almacenamiento limpio.

Aunque el proyecto compressed air energy storage (CAES) de Iowa será el primero de su tipo en depositar energía verde, pronto puede tener una empresa. En el oeste de Texas, TXU Corp. está trabajando con Shell Wind-Energy para construir masivamente instalaciones de molinos de vientos con una capacidad de 3.000 megawatts.

Las empresas esperan conectar las eólicas al sistema CAES que bombeará aire a las bóvedas de sal subterráneas. Otros lugares, donde el potencial CAES está siendo explorado es en Nuevo México y en la Costa del Golfo. El instituto nacional de investigación en energía eléctrica considera que el 85% del territorio americano posee un subsuelo compatible con este tipo de almacenamiento. Por ahora, CAES es la forma de costo más baja para almacenar los volúmenes mas grandes de energía, de acuerdo con Energy Dept.'s Sandia National Labs.

En comparación con otras tecnologías, CAES combina el bajo precio de la maquinaria industrial con la capacidad de almacenamiento libre de la tierra. La geología bajo el proyecto de Iowa puede almacenar aproximadamente 20 semanas de suministro de aire.

A pesar de ser imprevisible, el viento es la forma de crecimiento en Estados Unidos de energía renovable. En los pasados cinco años, la producción de la energía eólica creció a 12.000 megawatts, o aproximadamente el 1% del suministro total estadounidense. Sus admiradores predicen que un día el viento podría suministrar el 10% o más de electricidad nacional, como es el caso de España y Dinamarca.

Aunque CAES haya estado en empleo durante más de 20 años -y metodos similares son utilizados para almacenar de manera subterránea gas natural en numerosas partes del mundo- actualmente el almacenaje en cavernas sólo es usado en dos lugares. La primera planta CAES, una facility de 290 MW, inició operaciones en Huntorf, Alemania en 1978, y una planta de 110 MW comenzó a operar en McIntosh, Alabama en 1991¹⁶.

¹⁴ <http://www.isepa.com/index.asp> (ver animación del proceso)

¹⁵ Business Week, "*Catching The Wind In A Bottle*", (8/10)

¹⁶ Rewableenergyaccess, "*Iowa to Combine Wind Energy & CAES Technology*" (12/1)

"Un estudio reciente realizado por Clean Air Task Force and Mechanology (casa matriz de la empresa General Compression) evaluó la viabilidad económica de la CAES-Wind generation. Los resultados del estudio indican que la compresión de aire con energía eólica puede entregar apreciable valor económico y hacer a la energía eólica más rentable y favorable para la red" dijo David Marcus, General Compression en una nota en el sitio Renewable Energy Access¹⁷.

Las técnicas de almacenaje subterráneas quizás ayudarán a la energía eólica a alcanzar su potencial. "En un plazo cercano, esto tiene las mejores posibilidades de adaptación para las utilities", dijo Garth Corey, experto en almacenamiento de energía de Sandia.

Alemania apuesta por una política de importantes subvenciones para el sector eólico offshore

A pesar de las críticas y observaciones que dudan que la energía eólica pueda satisfacer las necesidades energéticas de un país, Alemania se compromete aún más en este dominio. El diario alemán Handelsblatt informó que el ministro alemán de Medioambiente Sigmar Gabriel está dispuesto a dar un impulso financiero más importante del previsto al desarrollo de los parques eólicos off-shore. La energía eólica offshore es necesaria para alcanzar los objetivos renovables para Alemania.

Según el bosquejo de una ley del ministerio socialdemócrata que obtuvo el periódico, la electricidad generada por los campos eólicos off-shore podría ser subvencionado de 11 a 15 céntimos de euros por kilowatt/hora (en el mecanismo denominado feed-in tariff¹⁸). Esta ayuda sería concedida a todas las eólicas puestas en servicio hasta finales de 2012, prosigue Handelsblatt. A partir de 2013, esta subvención bajaría 5% por año. Hasta ahora, la ayuda se circunscribía a 9 céntimos para las eólicas que entraran en funcionamiento en más tardar en 2008.

Esta proposición respondería a las previsiones que reclamaba el sector, una subvención de 14 céntimos por kilovatio/hora, pero no creen en una prolongación de las ayudas hasta 2012. "Este proyecto va en buen sentido, pero no va lo bastante lejos en algunos aspectos. Necesitamos perspectivas en el largo plazo. Sino será más interesante para los inversores ir a Gran Bretaña, Dinamarca o Suecia", advierte Rainer Heinsohn, presidente de la Federación del sector, en Handelsblatt.

El Ministerio federal de medio ambiente (BMU) lanzó el último 7 de septiembre un programa de 50 millones de euros para investigación sobre eólicas en el mar. Un futuro parque eólico de demostración que acoge 12 máquinas de 5 MW debe ser construido en el Mar del Norte a 45 Km. a lo largo de Borkum.

¹⁷ Renewableenergyaccess, "Moving Wind to the Mainstream: Leveraging Compressed Air Energy Storage", (1/10)

¹⁸ Feed-in tariff: El precio por unidad de electricidad que una utility o un proveedor tienen que pagar por la electricidad renovable de generadores privados. El gobierno regula la tariff rate.

La adaptabilidad de las máquinas al medio marino será sometida a un test en el lugar, de nuevas tecnologías de medición del viento experimental y las condiciones de flujos en los sitios estudiados. Otros ejes de la investigación: la inyección de electricidad en la red y las coacciones ejercidas por el viento y las olas sobre las eólicas.

1,15 millones de euros fueron concedidos al Instituto de técnicas solares para producción de energía (ISET)¹⁹ con el fin de coordinar la investigación de este programa. El ISET trabaja en colaboración con el explotador del sitio experimental (German offshore test field and infrastructure-GmbH & Co. KG- DOTI), los constructores eólicos Repower y Multibrid y el Instituto de investigación alemán de energía eólica DEWI²⁰.

Las granjas offshore tienen un costo más caro de construcción pero producen más electricidad porque por lo general están en puntos abiertos, más ventosos. Sin embargo, las granjas offshore pueden obstaculizar las líneas de transporte, afectar los santuarios de aves marinas y modificar la vida marítima, limitando el número de sitios convenientes, afirmó el diario británico The Guardian²¹.

Maud Olofsson, ministro sueco de empresas y energía, ve *“una gran necesidad de desarrollar una tecnología offshore para explotar lo mejor posible su potencial como fuente de energía económica y de gran escala”*. Como industria emergente, la energía eólica off-shore contiene exigencias de desarrollo industrial y políticos particulares. La visión de la industria, las condiciones políticas requeridas, los obstáculos de la investigación y el desarrollo y de la técnica serán los temas principales de las discusiones que se iniciarán el 4 de diciembre en la Conferencia EOW2007, organizada por la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA)²².

Total prioriza la biomasa y la solar y descarta la eólica

El patrón del grupo petrolero Total, Christophe de Margerie, estimó en los últimos días que necesitan *“dejar a otras”* empresas al cuidado del desarrollo de la energía de origen eólico²³. De Margerie considera que las prioridades del grupo en materia de energías renovables eran *“la biomasa y solar”*.

En noviembre de 2003, Total había inaugurado oficialmente su primera central eólica. Situada en el lugar de la refinería de Total, en Mardyck, cerca de Dunkerque, las cinco eólicas representan una potencia instalada de 12 megawatts y debían producir cada año el equivalente al consumo eléctrico de 15.000 personas. En este primer *“ferme éolienne”*, de una inversión cercana a los 15 millones de euros, el grupo deseaba someter un test de 3 modelos de marcas y tecnologías diferentes (General Electric, Nordex y Vestas).

“Vamos a dejar la eólica a otros. Si hay eólica que marchan, tanto mejor. Pero Alemania, que produce cerca de 20% de su electricidad con eólicas, debe utilizar centrales a carbón cuando las turbinas

¹⁹ http://www.iset.uni-kassel.de/pls/w3isetdad/www_iset_new.main_page

²⁰ <http://www.dewi.de/dewi/index.php>

²¹ The Guardian, *“200 wind turbines plan for North Sea”* (14/10)

²² <http://www.eow2007.info>

²³ Le Figaro, *“L'éolien pas pour Total”* (10/10)

dejan de funcionar porque este país tiene poco nuclear, contrariamente a lo que ocurre en Francia, explicó en una conferencia de petróleo.

Proposiciones muy próximas a las recientemente pronunciadas por Nicolás Sarkozy en el fondo, pero más matizado en la forma. A principios de septiembre, el presidente francés había declarado: "elegimos la energía nuclear pero vamos también a desarrollar las energías renovables", burlándose de la incapacidad de las turbinas eólicas, que alimentarán al conjunto de Europa en el futuro. "No hay nadie que pueda imaginar que las turbinas eólicas servirán para dirigir toda Europa", golpeó. Nicolás Sarkozy lanzó entonces un llamamiento a Alemania para que vuelva a una política energética que incluya, junto a las energías renovables, la opción nuclear.

"Sin embargo", el 14 de noviembre de 2003, Total inauguraba su primera central eólica en el sitio de la refinería de Flandres en Mardyck en el norte de Francia, en presencia de los poderes públicos, los elegidos locales y de Thierry Desmarest, entonces presidente de Total. "Una gran empresa no asegura su perennidad contentándose con sacar el máximo de los sectores existentes. Hay que también levantar la cabeza y tratar de anticipar las grandes evoluciones del mañana. Las energías renovables están llamadas a desarrollarse y Total desea desempeñar un papel activo en este desarrollo", afirmó entonces Thierry Desmarest.

"La biomasa de segunda generación formar parte de nuestros objetivos. En el dominio solar, estoy sorprendido por los avances que hicimos sobre las viviendas", precisó Margerie. El presidente de Total no descartó la idea de desarrollar "carbón limpio", sino a más largo plazo y reafirmó su voluntad de lanzarse en la nuclear. Consultado sobre la eventualidad de un incremento de Total en el capital de grupo nuclear francés Areva, donde detenta el 1%, Margerie indicó que "espera ver que sucederá en caso de refundación de Areva".

Análisis: Explosión en los costos de los servicios parapetroleros

En 2004, Shell, ExxonMobil, BP y otras majors desarrollaban proyectos faraónicos en el Lejano Oriente ruso, en Nigeria o en Qatar. La falta de mano de obra cualificada y de equipos era una amenaza permanente mientras que "todo el mundo quería que se proyecto estuviera a tiempo", dijo Daniel Picard, de la empresa Total al diario francés Le Monde²⁴.

"No lamento más los resultados de las empresas parapetroleras a condición de que se detengan (...) No podemos dejar derivar los costos de desarrollo de los proyectos". Delante la comunidad petrolera, el 10 octubre, Christophe de Margerie no está lejos de entrar en cólera. El director general de Total denunció un "flambée" (explosión) de los costos de los servicios parapetroleros (geofísica, perforación, construcción de equipos e ingeniería). La factura de los proyectos en el mar se incrementó un 16% cada año desde hace tres sin que este encarecimiento sea siempre justificado, dijo De Margerie²⁵.

²⁴ Le Monde, « Les pétroliers face à une pénurie de main-d'oeuvre », (11/10)

²⁵ Le Monde, « Les majors dénoncent la flambée des coûts parapétroliers », (18/10)

Los mejores del sector para petroleros obtienen márgenes operacionales que pueden ir hasta el 10% llevado por una fuerte demanda de las empresas que extraen crudo en condiciones cada vez más difíciles. La francesa Technip, que posee el 12% del mercado de ingeniería y de la construcción de refinerías, de fábricas de licuefacción de gas y de las plataformas, está lejos con el 4,8% en 2006 y 3,5% en el primer semestre de 2007.

Las empresas petroleras están tanto más inquietas a causa de la hiper-inflación de los equipos y los servicios parapetroleros que van a invertir masivamente en las décadas venideras. La empresa especializada Platts acaba así de cifrar en 400 mil millones de dólares las inversiones necesarias hasta el 2030 para responder a la demanda creciente de hidrocarburos. Y el esfuerzo deberá aumentar -1.000 mil millones en 2016 y 2.000 mil millones en 2026- a medida que los costos de los grandes proyectos explotarán.

La deriva financiera de los grandes proyectos, la acumulación de los retrasos muy importantes, la bajo de los márgenes de refinación en el tercer trimestre y el endurecimiento de los contratos impuestos por los países productores (particularmente Venezuela), todo se conjuga en recortar los enormes ingresos de las empresas petroleras. Estas evolucionan más despacio que el proceso de los precios del crudo (89 dólares la última semana en New York) y tendrán un retroceso al tercer trimestre con relación al mismo período de 2006.

Los resultados de las tres majors americanas (ExxonMobil, Chevron y ConocoPhilips) deberían pasar de 19,4 mil millones de dólares a 17,7 mil millones de dólares (-8,8%), según las estimaciones de analistas obtenidas por Thomson Financial. La bajada debería ser del 20% para Shell, que obtendría, sin embargo, 5,36 mil millones de dólares en beneficios, y del 19% para BP (3,98 mil millones). Más ahorrados en refinación en Europa, Total y ENI deberían sufrir menos.

Las tensiones van a agravarse en los próximos años. Más aún cuando los proyectos se multiplican (Arabia Saudita, Qatar, Libia, Yemen) y se vuelven más complejas: aguas profundas del Golfo de México y del Golfo de Guinea, arenas bituminosas de Canadá, petróleo y gas de las zonas árticas. Entonces las empresas petroleras cuentan con numerosos asalariados contratados en los años 70 y en lo sucesivo próximos a la jubilación.

Para el horizonte de 2010, corren peligro de faltar de 5.000 a 6.000 ingenieros de los 55.000 que se necesitan, previene Cambridge Energy Research Associates (CERA) en un estudio sobre 400 proyectos. *"Los grandes proyectos petroleros y gasíferos sufrirán probablemente retrasos"* por falta de capacidad de ingeniería y de gestión del proyecto. *"La presión sobre la industria continuará aumentando mientras que las empresas pelean por un número reducido de personal cualificado. Los gastos de personal van a aumentar mientras que las empresas reclutan unas a otras,* resume Pritesh Patel, coautor del estudio.

CERA se inquieta particularmente por los estudios preliminares de los grandes proyectos, que abastecen a las empresas de datos necesarios antes de invertir mil millones de dólares. La penuria de mano de obra cualificada no es el motivo de una discusión sólo en el retraso de estas obras, a menudo debido a las dificultades técnicas mal evaluadas o los desaires por la falta de abastecimiento de materiales.

Si las inversiones en exploración-producción progresaron 29% en 2006 en el mundo (275 mil millones de dólares), 2007-2008 será marcado por la *"moderación"*, prevé el Institut français du pétrole (IFP). Los precios de las materias primas, la inflación de los costos de servicios, la disponibilidad insuficiente de equipos (perforación), falta de personal cualificados e inflación de los salarios llevan, según los economistas del IFP, *"una degradación de la rentabilidad de los proyectos y una cierta desconfianza de los operadores"*.

Technip ante los desafíos de servicios petroleros en nuevos ambientes

Technip no quiere ceder a la moda de las alianzas de todo género. En la presentación del plan estratégico, Thierry Pilenko, que llegó al grupo parapetrolero hace algunos meses, precisó que tiene medios para su crecimiento. "*Technip puede continuar creando valor para sus accionistas sin megafusiones. Hasta está claro que disponemos medios para hacer adquisiciones*", subrayó a Le Figaro²⁶ el sucesor de Daniel Valot.

Una precisión importante cuando los movimientos de concentración deberían perseguirse en un sector todavía parcelado y sometido a la creciente presión de los nuevos actores procedentes de países emergentes, como China. Por otra parte, en otoño de 2006, el curso de Technip ardió por los rumores de una ofensiva de su rival italiana Saipem, filial de la petrolera transalpina ENI.

Technip reforzará inversiones en reforzar sus actividades en ambientes extremos y aumentar su presencia geográfica. El plan estratégico tiene tres ejes: invertir mil millones de euros para el desarrollo de los activos del grupo, acelerar el desarrollo de sus actividades de petróleo y de gas, y perseguir su expansión "en regiones importantes": Medio Oriente, México y Asia. Estas iniciativas deben permitirle llevar un margen operacional del 8% en 2010, 8,5% en 2012, contra el 4,8% del 2006.

El margen de las actividades submarinas en grandes profundidades, reagrupadas en una nueva división, llamada "subsea", debería alcanzar 16% en 2010, y la onshore/offshore 6%. Mil millones de euros de inversiones van a permitir aumentar el 40% en 2010 las capacidades de intervención de las embarcaciones de Technip y de colocar conducciones flexibles, y del 25% de sus capacidades en conducciones umbilicales, estos ensamblajes de canalizaciones, canales y fibras ópticas que permiten controlar las instalaciones submarinas.

Paralelamente, Technip quiere reforzar sus actividades en el petróleo y el gas (97% de su volumen de negocios) y mejor cubrir las necesidades de petróleo, cuyos proyectos, cada vez más complejos, conciernen a yacimientos cada vez más profundos y cada vez más lejanos, como Shtokman en Siberia.

En el onshore, el grupo quiere desarrollar tecnologías aplicadas sobre la producción de crudos pesados, en particular en Canadá. En ese país, "*algunos de nuestros clientes consideran que para el horizonte de 2020, hasta el 10% de la producción mundial podrían provenir de arenas bituminosas*", explicó Thierry Pilenko, en la conferencia de prensa.

En el off-shore, la empresa quiere desarrollar sus servicios en los ambientes extremos. Trabaja particularmente en una nueva "Spar", una plataforma flotante, en forma de columna, que será adaptada al medio ambiente del ártico y permitirá perforar bajo el hielo. En el subsea, Technip quiere hacer frente al desafío de 3.000 metros de profundidad en el agua, un ambiente en el cual se sabe perforar pero no sabemos producir", explicó Pilenko. Se trata también de desarrollar el tratamiento de hidrocarburos en un ambiente submarino, sin salir a la superficie, para poder reinyectar más fácilmente y más rápidamente la parte inutilizada.

²⁶ Le Figaro, "*Technip se refuse à entrer dans le bal des fusions* », (18/10)

La empresa por otro lado va a reforzar su dirección operacional, con la creación de un puesto de director general operacional, ocupado desde el primero de octubre por Bernard Di Tullio. Para reforzar su presencia internacional, va a crear en 2009 una dirección regional de Medio Oriente "*separado*", que será dotada de "*sus propios directores*". La empresa quiere también desarrollarse en México, donde va a intentar poner en pie el desafío de la decadencia de la producción, así como en Nigeria e Indonesia, en Kuala Lumpur, donde creará una nueva fábrica de flexibles.

Análisis: Chávez quiere sustituir el petróleo por el gas en América Latina, pero ¿qué gas?

Estado de San Pablo²⁷ encabezó su sección de economía con el siguiente título: "*Chávez quer substituir petróleo por gás na AL*". En una complaciente nota el diario paulista informó que el presidente de Venezuela, Hugo Chávez convocó a América Latina a promover el uso intensivo de gas para reducir el consumo de petróleo y aprovechar al máximo los ingresos con las ventas de crudo a los países desarrollados. Para conseguir ese objetivo, Chávez consideró crucial la construcción de los Gasoductos del Sur, Transandino y la extensión a América Central del gasoducto inaugurado esta semana en Manaure, Colombia.

El gasoducto Ballenas-Maracaibo, que recibió el nombre de Antonio Ricaurte, oficial colombiano que luchó por la independencia de su país, es una iniciativa de la empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) y de la venezolana PDVSA, que invirtieron en el proyecto 200 millones de dólares. La línea de transporte mide 220 kilómetros de largo, 89 de ellos en territorio colombiano, a partir de Ballenas, que queda en la localidad de Manaure, en la provincia colombiana de La Guajira y de más de 1.400 kilómetros al norte de Bogotá. El gasoducto tiene capacidad para transportar 200 millones de metros cúbicos de gas por día.

La construcción de las reserva comenzó en junio del año pasado, por una iniciativa de Chávez para la integración energética de Colombia y de Venezuela con América Central y América del Sur. El presidente venezolano sugirió que un gasoducto igual podrá llegar hasta Ecuador, lo que explica la presencia de Corre en el acto de inauguración. En el futuro, espera que el gasoducto se extienda también hasta Perú y Bolivia.

Para los analistas colombianos, el gasoducto también le servirá a Colombia como una "*llanta de repuesto*" en caso de que en un futuro no se encuentren nuevos yacimientos de gas. "*El gasoducto podría decirse que es el plan B de Colombia, porque si no hay descubrimientos es un excelente negocio para Colombia tener una fuente de suministro*", dijo Alejandro Martínez, presidente de la Asociación Colombiana del Petróleo²⁸.

²⁷ Estado de San Pablo, "*Chávez quer substituir petróleo por gás na AL*" (13/10)

²⁸ El Portafolio, "*Gas, nueva clave en la integración*", (12/10)

El viernes, un equipo encabezado por el ministro de Petróleos ecuatoriano, Galo Chiriboga viajó a Colombia, para avanzar en los estudios sobre la probable extensión del gasoducto colombo-venezolano hasta Tulcán. Para Chiriboga, la iniciativa busca dotar de gas natural para el transporte público al norte del país. *“El proyecto se inicia en Tulcán pero con la expectativa de extenderlo al resto de Carchi, Esmeraldas, Imbabura y Sucumbíos”*²⁹.

Adelantó que las expectativas de reservas de gas colombiano son positivas para abastecer a Ecuador, aunque dijo que aún no existen cifras de la inversión y reservas requeridas por parte del país. La idea es ampliar el gasoducto de La Guajira hasta Popayán y de allí hasta Pasto e Ipiales, estas últimas ciudades fronterizas con Ecuador. De allí apenas existen 300 kilómetros hasta Tulcán.

Adicionalmente está en agenda la conexión con Perú para el abastecimiento de gas desde el campo Corvina, a cargo de la compañía BPZ Energy. En principio, el Gobierno ecuatoriano planteó la alternativa de abastecer con estas reservas a Cuenca. El proyecto para aprovisionar al sector industrial y residencial de esta ciudad está en fase de prefactibilidad y tiene un costo de unos USD 32 millones.

A diferencia del Gas Licuado de Petróleo (GLP) que es uno de las fuentes más mencionadas en Ecuador por estos días, el gas natural no requiere de un tratamiento en refinería, por lo que su costo en el mercado es más bajo que el GLP. Sin embargo, el gas natural no se puede comprimir como el GLP, por lo que su consumo y transporte se efectúa a través de tuberías.

Según Chávez, *“Si América del Sur sustituyera buena parte del consumo de gasolina y diesel por gas, obtendría ingresos adicionales cercanos a los 50 mil millones de dólares anuales sin tener que pedir prestado a nadie”*. A causa de eso, *“la integración energética es vital”*, dijo el presidente venezolano. Además defendió la masificación del consumo de gas en las residencias y también el uso de gas vehicular. Chávez propuso incentivar el uso de fogones, neveras, calefactores y otros electrodomésticos movidos a gas.

El proyecto de Chávez es lograr que todas las ciudades de Venezuela estén gasificadas en los próximos años. En la actualidad, solo 300.000 hogares venezolanos tienen acceso a este recurso energético. En Colombia, entre tanto, son 4 millones 500 mil los usuarios de gas³⁰.

La unión de los mercados de gas natural venezolano y colombiano debiera ejercer presión al alza en los precios del gas natural en Venezuela. El mercado colombiano, entretanto, ya está ajustado y en una reciente subasta de gas natural en Bogotá los precios alcanzaron los 3,70 dólares por millón de BTU. El gas colombiano llegará finalmente a Maracaibo, Venezuela, a cerca de 3 dólares por millón de BTU.

“La apertura del ducto colombiano crea una gran discrepancia en los precios del gas en el oeste de Venezuela, y es muy probable que las empresas mixtas que operan en el área renegocien los precios de su gas natural al menos a 3 dólares”, expresó una fuente del sector. *“Hay que tener en cuenta que a las empresas de riesgo compartido de Venezuela se les pagará su producción de gas natural en bolívares al cambio oficial de 2.150 bolívares por dólar estadounidense. Eso significa que un precio contractual de \$2,00/Mpc, por ejemplo, ahora es en verdad \$0,83/Mpc a la tasa de cambio paralela de 5.200 bolívares/dólar”*, continuó. Ya se han hecho llamados a aumentar el precio del gas natural en Venezuela, y las empresas mixtas que lo producen no han facturado a PDVSA por ningún envío desde que el modelo se hizo efectivo en abril del 2006.

²⁹ El Comercio, *“El país afina su plan para tener gas natural”*, (19/10)

³⁰ El Tiempo, *“Presidentes de Colombia, Ecuador y Venezuela inauguraron gasoducto de 225 km, en La Guajira”*, (12/10)

Principales características del gasoducto transguajiro

Concepto	Cifra
Inversión (millones de dólares)	335
Extensión (kilómetros)	225
Capacidad (millones de pies cúbicos)	500
Constructor	Pdvsa Gas
Inicio de la obra	6 de julio del 2006
Empleos generados	1.300

Fuente: Ecopetrol

La apertura de las válvulas del primer tramo del gasoducto Transoceánico convirtió a Venezuela, un país que se jacta de poseer 160 billones de pies cúbicos (TCF) de gas, en importadora de este hidrocarburo³¹. En el lapso de al menos cuatro años Venezuela importará entre 80 y 150 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) de gas que la estadounidense Chevron está explotando en el campo Ballena en la Guajira colombiana. Al término de ese plazo, el flujo del ducto se revertirá para proveer de gas a Colombia, un país cuyas reservas de ese hidrocarburo apenas suman 7 TCF.

El gobierno colombiano confía así en que para el momento en que comiencen a agotarse sus reservas de gas natural, Venezuela saldrá a su auxilio para suministrar este hidrocarburo no sólo a su población sino también a países vecinos como Ecuador, con el cual Colombia plantea tender otra tubería binacional.

Si sólo se mira las reservas probadas de gas con que cuenta Venezuela, e incluso las ingentes que tiene por descubrir costa afuera, este escenario luce bastante factible. Sin embargo, Venezuela presenta un retraso considerable en la explotación de este recurso y los proyectos levan años planificados para su extracción –Mariscal Sucre, Plataforma Deltana y Rafael Urdaneta- no terminan de arrojar las primeras moléculas.

Mientras esto ocurre, todo incremento en la extracción de gas asociado o no asociado se está destinando por un lado a la reinyección en las labores de producción de crudo y por el otro al cambio de patrón en la generación eléctrica.

El sector eléctrico encabeza la lista de consumidores de gas natural en el mercado interno venezolano, según las cifras que maneja PDVSA Gas y que fueron difundidos por Félix Rodríguez, presidente de la filial, durante la Segunda Cumbre Anual Global de Infraestructura de Gas Natural Licuado, realizada recientemente en México³². De acuerdo con los números que maneja Rodríguez, el sector eléctrico consumió entre enero y junio de este año un promedio de 544,4 MMPCD de gas metano, sobrepasando así al sector siderúrgico como el primer demandante de este hidrocarburo y superando el promedio de 2006 en unos 54 MMPCD (11,1%).

La siderúrgica, que junto a los industriales del aluminio pasó a ser el segundo mayor consumidor de gas metano, dispuso en el primer semestre de 502,9 MMPCD, una disminución de casi 100 MMPCD versus los 600 MMPCD reportados en 2006. En cuanto a la industria petroquímica, se reflejó también un descenso en el consumo de gas, al pasar de alrededor de 600 MMPCD en 2006 a 395,4 MMPCD en la primera mitad de 2007. Sin

³¹ El Universal, “Ducto con Colombia convirtió a Venezuela en importadora de gas”, (14/10)

³² El Universal, “El sector eléctrico se convierte en el primer consumidor de gas natural” (12/10)

embargo, Pequiven recibió de manos de PDVSA Gas alrededor de 45.300 barriles diarios de líquidos de gas natural.

El cuarto sector en consumo de gas es la refinación, con un promedio de 306,9 MMPCD, y de último se ubicaron la manufactura y otras industrias, que subieron de poco más de 300 MMPCD en 2006 a 486,5 MMPCD en el primer semestre 2007, un alza de 58% que superó los pronósticos de PDVSA Gas. De este último grupo, Rodríguez especificó que los fabricantes de cemento abarcaron por sí solos 5% del consumo total de gas metano en el primer semestre de este año, es decir, unos 112 MMPCD. En números absolutos, PDVSA Gas suministró al mercado interno 2.236,1 MMPCD entre enero y junio, un número que se ubica 11,8% por encima de lo provisto durante el año pasado. De allí se desprende que el déficit de gas del mercado interno debe haber disminuido ligeramente este año, pero no desaparecido como proyectaba el Ente Nacional del Gas (Enagas).

Es así como Venezuela, particularmente Occidente, presenta un déficit de gas que a pesar de sus fluctuaciones no baja de 800 MMPCD y que se incrementará una vez que arranquen los planes de expansión de los sectores vinculados. De Colombia va al Zulia, a través del Gasoducto Transoceánico, 80 MMPCD de gas y se prevé que en una segunda fase este volumen subirá a 150 MMPCD. Estas cantidades, sin embargo, no alcanzan para reducir ni en 20% el déficit de gas de Occidente, que entre otras cosas obliga hoy al Complejo Petroquímico El Tablazo a operar a 60% de su capacidad.

De acuerdo a las informaciones provistas por PDVSA, la financista del ducto, esos 80 MMPCD irán directo a las plantas eléctricas Rafael Urdaneta y Ramón Laguna. El resto de las industrias que dependen del gas deberán, por ende, esperar a que el flujo aumente para optar por una porción del volumen. El Gobierno venezolano, además tiene pendiente el plan de gas natural para vehículos, la gasificación de hogares y la sustitución de electrodomésticos que contempla la segunda fase de la Misión Revolución Energética.

Rodríguez estima que para el año 2025 la matriz que define el patrón de consumo de energías de Venezuela cambiará sustancialmente para privilegiar el uso del gas. De esa manera, los proyectos de gasificación de hogares, Gas Natural para Vehículos, termoelectricidad y desarrollo del sector petroquímico propiciarán que el gas concentre 46% de las fuentes energéticas empleadas, un alza de 19 puntos versus el porcentaje actual. El primer paso para alcanzar esa proyección es superar el déficit del mercado interno, que según Rodríguez se hará en 2009, esto a pesar de que la información oficial confirma que el incremento registrado en la extracción de este hidrocarburo no se ha dirigido al mercado interno sino a la reinyección para incrementar la explotación petrolera, principalmente de los crudos pesados. Mientras que en 1998 el mercado interno se llevó 68% del gas extraído, el año pasado concentró 53%.

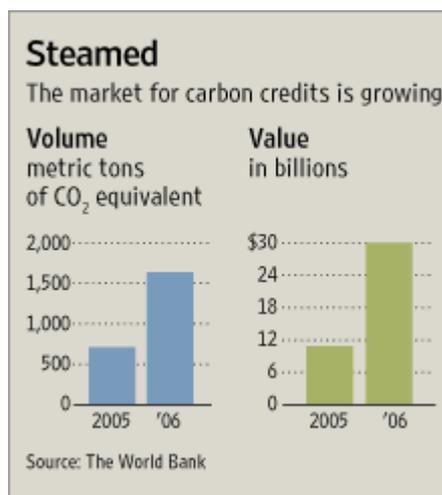
Rodríguez recaló que Venezuela cuenta con suficientes reservas de gas para elevar su producción de 7 mil a 11.500 MMPCD en 2012. Incluyendo los mencionados proyectos Mariscal Sucre y Plataforma Deltana, las reservas nacionales suman 180 TCF (billones de pies cúbicos) y podrían añadirse 166 TCF adicionales en los próximos años. De estos números, el balance nacional de gas da positivo en 19,7 TCF.

Mercado de emisiones de carbono: el fertilizante de nitrógeno

La agricultura es responsable por más emisiones de gases de efecto invernadero que todo el sector de transportes mundial, de acuerdo con un comité de la Organización de Naciones Unidas. Para Eric Rey, eso parece un buen negocio. Rey pretende enfrentar el calentamiento global y ganar una fortuna para su empresa de biotecnología

Rey, presidente de Arcadia Biosciences de Davis, California, se aventuró en esta remota región del norte de China para vender a los agricultores semillas de arroz genéticamente modificadas. Rey dice que la semilla, aún en desarrollo, va a requerir menos fertilizante de nitrógeno, que es muy costoso para los agricultores –y una enorme fuente de gases de efecto invernadero-. Luego, quiere vender los créditos de carbono resultantes del proceso en un mercado global en expansión. *“Esta es una oportunidad para que los agricultores ganen más dinero, para que aumentemos nuestros ingresos y para que el medio ambiente se beneficie”*, sostuvo a The Wall Street Journal³³. *“It's a triple win”* (es una ganancia triple).

Empresarios alrededor del mundo están intentando alimentar un mercado de créditos de carbono de 30 mil millones de dólares, que ofrece a las empresas una manera de cumplir exigencias de reducción de emisiones sin cortar de hecho sus propias producciones de gases de efecto invernadero. BM&F comenzó a negociar contratos de carbono a finales de septiembre. En una transacción típica, una empresa industrial que tuviera problemas para reducir emisiones puede comprar créditos de otra empresa que consiguió cortar sus propias emisiones de carbono a niveles más bajos que los exigidos. Muchos de los primeros proyectos de créditos de carbono tenían como objetivo contener las emisiones de las fábricas, inclusive reduciendo las emisiones de gas metano de los terraplenes. Pero empresarios como Rey ven un gran potencial en abordar la agricultura, el cuarto mayor productor de gases causantes del calentamiento global.



³³ The Wall Street Journal, « In China, a Plan to Turn Rice Into Carbon Credits? », (9/10)

La agricultura es responsable por un 13,5% de las emisiones de gases de efecto invernadero, del Intergovernmental Panel on Climate Change, organizado por la ONU. Eso es menos que las emisiones causadas por el uso de la electricidad y por la actividad industrial, pero mayor que las emisiones causadas por el transporte. Al concentrarse en el arroz chino, Rey puede haber encontrado un “*treasure trove*” (tesoro oculto). Muchas de las emisiones de gases de efecto invernadero causadas por la agricultura vienen del uso de fertilizantes de nitrógeno. China es el país que más usa fertilizantes y el mayor productor de arroz del mundo.

Pero su campaña para transformar el arroz chino en créditos de carbono enfrenta grandes obstáculos. Su empresa necesita hacer pruebas de campo en China para probar que sus semillas genéticamente modificadas pueden germinar allí. Las leyes de propiedad intelectual de China son débiles y sus productores rurales ya están acostumbrados con sus propias formas de hacer las cosas, lo que deja a las empresas de biotecnología con un pie atrás en relación a ese enorme mercado para la agricultura Monsanto, una pionera en el mercado chino, se retiró con frustración. Aún más difícil será convencer al gobierno chino a permitir que las empresas vendan la producción de alimentos primordiales, como arroz, que hayan sido bio modificados. A pesar que las semillas genéticamente modificadas sean comunes en Estados Unidos y en Europa, los países asiáticos fueron cautelosos sobre su uso.

Rey, veterano de la biotecnología que gusta de aventuras como pilotar aviones acrobáticos o perseguir babuinos en Tanzania, no desanima con los desafíos. Rey pasó 15 años en Calgene Inc, que desarrolló el tomate “*Flavr Savr*”, el primer alimento integral genéticamente modificado aprobado por la autoridad sanitaria americana, la FDA. Calgene fue adquirida por Monsanto en 1997 y ese año, Rey fundó su propia consultoría.

Un día, en el año 2000, recibió una llamada de John Sperling, un multimillonario que hizo fortuna fundando la facultad on line Universidad de Phoenix. Sperling, un inversor de proyectos de biotecnología que incluyen clonación y longevidad humana, estaba buscando ayuda en un proyecto en Eritrea, en el nordeste de África, cuyo objetivo era desarrollar plantas que podrían crecer en agua salada y ayudar a los agricultores pobres. El proyecto no obtuvo éxito, pero los dos descubrieron un interés común al usar la biotecnología para resolver el problema del hambre y ayudar a los agricultores. “*El gran plan es un día crear plantas tolerantes a la sal, eficientes en nitrógeno y resistentes a las sequías*”, dice Sperling. “*That is the nirvana of agricultural engineering.*”

En 2002, Rey, con apoyo de Sperling, formó Arcadia. Hoy, los 75 operarios de la empresa escudriñan institutos de investigación en búsqueda de nuevas tecnologías, en la esperanza de desarrollarlas y eventualmente licenciarlas. Hasta ahora tiene nueve tecnologías en desarrollo, incluyendo plantas tolerantes a la sal y tomates que duran más tiempo en las estanterías. La empresa espera comercializar su primer producto el año que viene.

Hasta hoy, Rey dice que Arcadia invirtió “*decenas de millones de dólares*” en la tecnología del nitrógeno –para desarrollar semillas o plantas genéticamente modificadas que pueden crecer con la mitad de la cantidad de fertilizantes requeridas normalmente. Otros también están intentando desarrollar semillas como esa. “*Básicamente todas las empresas de biotecnología tiene un programa que involucra el uso de nitrógeno*”, dice Fred Below, profesor de fisiología de la cosecha en la Universidad de Illinois.

El FMI quiere la liberalización del etanol

El Fondo Monetario Internacional (FMI) defiende el libre comercio de biocombustibles, con la eliminación de las barreras a la importación y subsidios a la producción en Estados Unidos y en Europa. Si esa política fuera adoptada ahora, en 2012 la producción de etanol sería ampliamente dominada algunos países latinoamericanos, mientras el biodiesel sería producido principalmente en Asia. El año pasado, los Estados Unidos superaron Brasil en la fabricación de etanol. La UE es hoy la mayor fuente de biodiesel. Si el comercio fuera liberado y los subsidios eliminados, la producción de biocombustibles por americanos y europeos dejará de ser lucrativa, según estudio incluido en el Panorama Económico Mundial distribuido por el FMI³⁴.

Estados Unidos y UE conceden los más generosos incentivos a la actividad, según el estudio. Los productores americanos pueden abatir del impuesto de renta US\$ 0,51 por galón de etanol y US\$ 1 por galón de diesel. Son protegidos por una tarifa de US\$ 0,54 sobre galón de etanol importado. En la UE, varios países conceden exención de impuestos para biocombustibles, “*un gran beneficio, considerándose la alta tributación de los otros combustibles*”, según el informe. Además de eso, hay una tarifa media de US\$ 0,19 por litro de etanol importado.

Sólo el etanol brasileño, extraído de la caña, tiene costo de producción menor que lo de la gasolina y del etanol de maíz. Su efecto ambiental también es superior, pues la emisión de gases causantes del efecto invernadero es un 91% menor que a de la gasolina, por kilómetro usado. Si la producción y el comercio fueran liberalizados, en 2012 el precio de la caña sería un 15% mayor que el de hoy, a causa de la mayor demanda. Lo del óleo de palma habría subido cerca de un 20%. En el mismo periodo, los precios de maíz, trigo y óleo de soja, hoy presionados a causa del uso de granos para producir etanol, se caerían cerca de un 10%, según la estimativa del FMI.

Además de la liberalización del comercio y de la producción, el FMI recomienda 1) el cobro de un impuesto ambiental sobre todos los combustibles, 2) obligación de mezcla de etanol y biodiesel en los combustibles tradicionales, por un periodo limitado, para facilitar la transición a una nueva tecnología; 3) apoyo estatal a la investigación, teniendo en cuenta el carácter público de los beneficios de los biocombustibles. Etanol y biodiesel son tratado, en el estudio, como suplementos añadidos en “pequeñas porciones” a los combustibles derivados del petróleo³⁵.

El jueves, La Unión Europea recortó los subsidios que ofrecería en el 2007 a los agricultores que produjeran más de los cultivos que pueden ser usados en la elaboración de biocombustibles, porque las plantaciones crecieron más de lo esperado. Uno de los subsidios, denominado prima de los cultivos energéticos, fue instituido en el 2004, un año después de la reforma agrícola realizada por la UE. Desde el 2007, los integrantes que se integraron al bloque recientemente, incluyendo a Bulgaria y Rumania, obtuvieron los mismos pagos³⁶.

El subsidio fijo de 45 euros (63,83 dólares) por hectárea busca que los agricultores siembren más cultivos que puedan ser usados en la fabricación de biocombustibles. Las

³⁴ Estado de San Pablo, “FMI quer liberalização do etanol”, (18/10)

³⁵ The Wall Street Journal, « Brazil's Sugar-Cane Ethanol Gets a Boost From IMF Report », (18/10)

³⁶ Enerzine, « Bruxelles réduit les aides agricoles aux biocarburants », (18/10)

cosechas contempladas incluyen la remolacha azucarera, los cereales y las plantas de las que se pueden obtener aceites vegetales, como la colza.

Este año, la UE elevó el área máxima que puede beneficiarse de ese subsidio a 2 millones de hectáreas, desde los 1,5 millones previos. Los Gobiernos de la UE también pueden ayudar económicamente a los agricultores para que cultiven tales cosechas, con un subsidio que cubre hasta la mitad de los costos incurridos. Pero los agricultores de la UE excedieron ese máximo y sembraron alrededor de 2,84 millones de hectáreas este año. Para mantenerse dentro de su presupuesto de 90 millones de euros, la Comisión ha tenido que calcular qué cantidad de esa tierra califica para la prima de cultivos energéticos: poco más del 70 por ciento de la tierra por la que los productores han reclamado el pago.

Empresas japonesas buscan créditos de carbono en países emergentes

Empresas japonesas que emiten grandes cantidades de gases de efecto invernadero deberán aumentar sus compras de créditos de carbono de proyectos en países en desarrollo, con destaque en la agricultura brasileña. La combinación de un fuerte terremoto en julio – que desactivó una importante fábrica nuclear, sobrecargando las termoeléctricas y el calor record de este verano en Tokio (39° C) elevaron el consumo de energía en el país, en su mayor nivel desde la Segunda Guerra³⁷.

La semana pasada, la Federation of Electric Power Companies (FEPC) de Japón anunció su intención de incrementar en un 70% las adquisiciones de créditos de carbono para el periodo de 2008-2012, frente a las compras del año pasado. Pasaría de los actuales 70 millones de toneladas de CO₂ a 120 millones. Según Hajime Uchida, gerente-general del Departamento de Medio Ambiente del Banco Sumitomo Mitsui Brasileño, los proyectos de co-generación con bagaço de caña son especialmente atractivos para los empresarios japoneses. “En el futuro inmediato estaremos importando etanol de Brasil. Eses sería un primer contacto”, dijo. Luego destacó el interés por proyectos de PCHs (pequeñas centrales hidroeléctricas), dado el know-how que los japoneses tienen en el sector eléctrico.

El banco prepara su segundo “paquete” de empresas brasileñas aptas para ofrecer proyectos a Japón. La primera experiencia ocurrió en diciembre de 2006, con diez proyectos y la comercialización de cerca de 2 millones de créditos para el grupo de energía Chugoku Electric Power, de Hiroshima. Ahora, el brazo brasileño de Sumitomo estima agrupar más empresas, de pequeño y medio porte, y llegar a la marca de 6 millones de créditos. El beneficio del Protocolo de Kyoto tiene que alcanzar las pequeñas empresa”, dice Uchida

En agosto, otro gran banco japonés anunció interés por proyectos brasileños. El Japan Bank for International Cooperation (JBIC), lanzó en asociación con Unibanco una línea de financiación de 50 millones de dólares destinada exclusivamente a proyectos que resulten en la venta de créditos de carbono para empresas japonesas.

³⁷ Valor, “Crédito de carbono atrae japoneses”, (17/10)

Cifras y Notas del Sector:

Perú: Pomalca y Tumán exportarán etanol desde el 2009 (La República, 14/10)

Una gran noticia para la agricultura norteña de Perú y sobre todo para su sector azucarero, pues desde enero del 2008 la empresa Pomalca (Chiclayo) iniciará la construcción de la primera planta productora etanol en el Perú.

El etanol es 20% más rentable que el azúcar, debido a su mayor precio internacional, explicó Antonio Becerril, gerente de Pomalca. Esta azucarera –que produce 500 mil toneladas de caña de azúcar al año– instalará una fábrica que producirá 150 mil litros de etanol al día. *"Esperamos reportar ingresos por US\$ 20 millones al año"*, señaló Becerril. Construir la planta demandará una inversión de US\$ 5 millones.

El empresario también señaló la posibilidad de una asociación con la azucarera Tumán para construir una megaplanta que produzca 400 mil litros al día, lo cual duplicaría los ingresos. *"En diciembre definiremos esta posible asociación y en enero empezaremos a construir la planta, que empezará a operar en el 2009"*, señaló. Entusiasmado con la idea se mostró el gerente de la azucarera Tumán, Carlos Luna Conroy, quien indicó que la producción de etanol evitará la sobreoferta de azúcar, factor que siempre genera la reducción de su precio.

Los principales mercados de exportación serán Estados Unidos, Europa y Japón. Aún no existe demanda de etanol en el mercado local, pero esta empezará en el 2010, si se tiene en cuenta que nuestra legislación establece que a partir de ese año deberá emplearse un 5% y 7.5% de etanol en el diesel y gasolina, respectivamente. Para el especialista Aurelio Ochoa, el beneficio del etanol radica en su menor nivel contaminante y resulta más barato para el usuario, pues, tal como señalaron los empresarios, este biocombustible costará hasta un 15% menos que la gasolina. *"Por ello los porcentajes de uso podrán aumentar, pues los autos solo requerirán de adecuaciones mínimas"*, explicó Ochoa.

Noruega bloquea expansión producción gas StatoilHydro en Troll (Reuters, 19/10)

Noruega bloqueó los planes de StatoilHydro y sus socios para acelerar la producción de gas en Troll, el mayor yacimiento noruego, y construir un nuevo gasoducto de exportación a Europa. Analistas dijeron que la decisión era una señal preocupante que apunta a una mayor intervención del Gobierno, que tiene una participación mayoritaria en el grupo creado este mes tras la adquisición por parte de Statoil de los activos de petróleo y gas de Norsk Hydro.

"Una aceleración de la producción gasífera reduciría la posibilidad de recuperar grandes volúmenes de petróleo en el campo," dijo el Ministerio de Petróleo y Energía de Noruega en un comunicado.

El yacimiento Troll, operado por StatoilHydro, alberga alrededor del 10 por ciento del petróleo y gas hallado en la plataforma noruega. El ministerio dijo a los socios de Troll que no elevará los permisos de producción de gas en ese campo más allá del nivel actual.

"Tenemos que tomar en cuenta la decisión del ministerio y por ese motivo hemos recomendado que el proyecto sea detenido inmediatamente," dijo el presidente ejecutivo de StatoilHydro, Helge Lund.

"StatoilHydro se retirará eventualmente del proyecto de expansión de la red gasífera (...) destinado a edificar un nuevo gasoducto de exportación desde la plataforma continental noruega a Europa," agregó. Los socios de Troll incluyen a Shell, la estadounidense ConocoPhillips, la francesa Total y la estatal noruega Petoro

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