Informe Sobre El Mercado Energético Mundial. Por Hernán F Pacheco

Índice:

Análisis: Nacionalización de la energía en Venezuela……1
Enfoque: Estados Unidos, incentivos petroleros y seguridad energética……5
India desregula el sector carbonífero……8
Geopolítica: Gazpromneft y Chevron ¿extensión del condominio energético?.....9
General Electric adquiere al proveedor petrolero Vetco Gray……11
Venezuela-Ecuador: Acuerdo por refinación del crudo Napo……..12
Gas & Petróleo: Petrobras delinea los primeros objetivos para 2007……13
México: Slim pujará por contratos de Pemex y CFE……15
¿Qué tan viable es el desarrollo de las energías alternativas en Chile?.....16
Cifras y Notas del Sector……...18

Análisis: Nacionalización de la energía en Venezuela

**Si Chávez tomara más radicalmente su participación en la industria petrolera, las firmas extranjeras tendrán que optar entre "fight or flight" en los esfuerzos para nacionalizar el sector petrolero venezolano. En un camino u otro, los consumidores en última instancia pagarán el mayor precio*

**Hasta cerca de 30 dólares, el país continua teniendo espacio suficientemente amplio para aumentar la presencia del Estado en la Economía*

Venezuela nacionalizará "*absolutamente todo*" el sector energético y eléctrico, dijo el presidente Hugo Chávez sobre su planeada estatización de sectores estratégicos de la economía (El Comercio, 14/1). Y muy particularmente, los crudos pesados de la Faja del Orinoco: "*Me refiero a que empresas internacionales tienen el control y el dominio de todos estos procesos de mejoramiento de los crudos pesados de la Faja del Orinoco. No. Eso debe pasar a propiedad de la nación venezolana*", afirmó Chávez (Reuters, 9/1).

Con los socios de esos cuatro proyectos se transitará el mismo camino hacia empresas mixtas que consagró la Ley Orgánica de Hidrocarburos en 2001.Fuentes del sector indicaron que, según consultas con el Menpet, no habrá cambios de fondo en la normativa vigente para el sector, que permite la participación privada en minoría accionaria.

Las cuatro asociaciones estratégicas de la Faja Petrolífera -Ameriven, donde PDVSA tiene 40%; Cerro Negro, PDVSA (41,67%); Sincor, PDVSA (38%); y Petrozuata, donde la empresa estatal tiene 49,9%- son convenios de asociación con empresas privadas para la realización de actividades de explotación de hidrocarburos reservadas al Estado. Las cuatro asociaciones producen aproximadamente 660 MBD de crudo extrapesado, que resultan en una producción cercana a los 600 MBD de crudo mejorado. En estos proyectos las compañías invirtieron en tecnología de última generación cerca de 30.000 millones de dólares y se verán forzadas a compartir con PDVSA.

Días después, el recién nombrado ministro de Finanzas, Rodrigo Cabezas dijo que "*el Estado podría hacer un acto de nacionalización para recuperar la actividad productiva mayoritaria en la Faja*". "*Es un acto de soberanía, no está en discusión*", sentenció (El Nacional, 12/1)

De hecho la industria petrolera calificó a Venezuela como un país de alto riesgo desde antes que Chávez iniciara el proceso que resultó en los cambios de legislación. Las compañías tuvieron que modificar sus contratos operacionales para un tipo de producción compartida que incluía la entrada de la Petróleos de Venezuela (PDVSA) en el negocio como socia mayoritaria. Con eso, la producción que cabría a las empresas disminuyó (a causa de la entrada de PDVSA) y el costo aumentó. Un ejecutivo de la industria petrolera resumió así su impresión sobre las nuevas medidas en Venezuela: "*Chávez es un riesgo ya dentro de nuestras expectativas*" (Valor, 10/1). Otro ejecutivo de una gigante europea del sector petrolero es que el riesgo político de Venezuela hoy no justifica inversiones o la entrada de nuevas compañías. Y ve sólo espacio para la permanencia de los que ya están allá.

Una postura más agresiva de PDVSA retrasará las inversiones necesarias en el Orinoco con negociaciones que se alargarán. "*Ante estas circunstancias, las majors tendrán que avenirse a acciones legales para recuperar el valor de sus activos. A pesar del discurso pesadamente nacionalista, Venezuela y otros países latinoamericanos se verán forzados a aceptar el arbitraje en tribunales internacionales",* dijo Michael Goldberg, jefe de práctica internacional de arbitraje de la firma de abogados de Houston Baker Botts LLP (Market Watch, 10/1). "*En una economía cada vez más globalizada, los países obligan cada vez más a proteger su presencia internacional*", dijo Goldberg.

"*El recurso legal es la gran pregunta*" dijo Richard Francis, analista para América Latina de Standard and Poor´s. "Si *Venezuela termina tomando los activos del Orinoco* -algo que ve como improbable- *los inversionistas evidentemente podrían ir por la refinería estadounidense de PDSVA, Citgo".*

El miércoles, Venezuela afirmó que indemnizara a los accionistas de las empresas que serán estatizadas. "*El precio que recibirán no es un precio económico, sino político*", dice Eli Noam, un profesor experto en finanzas y telecomunicaciones de la Facultad de Negocios de la

Universidad de Columbia a The Wall Street Journal (11/1). Noam prevé que Chávez utilice los ahorros para extender los servicios a zonas remotas del país.

El gobierno señaló que la estatización debe proseguir con los sectores de gas y siderurgia. Chávez tiene dos opciones para asumir el control de las empresas extranjeras del sector petrolero, ambas por medio de la compraventa de sus participaciones en los proyectos, y no la expropiación de los activos.

Chávez incluyó el sector del gas entre los estatizados, sector que es el más grande en la inmensa industria energética que aún está en manos privadas. Dijo que la constitución reserva al Estado "las actividades de petróleo, pero no de gas. Debería referirse a actividades de hidrocarburos, liquido, sólido y gas". En vista de que no se menciona expresamente a la industria del gas natural, el presidente de Venezuela sugirió reformar el articulo de la Carta Magna y reservar igualmente al Estado la actividad gasifera (El Universal, 11/1). Eso afectaría a empresas como Chevron y Statoil. Petrobras negocia la explotación de gas en el campo Mariscal Sucre. Además, la estatal brasileña está negociando con PDVSA cuatro contratos más para producción de petróleo en campos maduros en Venezuela y que deben resultar en la creación de nuevas empresas mixtas con participación de las dos estatales. Petrobras ya tiene cuatro empresas mixtas en el país, en las cuáles Pdvsa es mayoritaria: Petrowayu, Petroritupano, Petroven-bras y Petrokariña.

Analistas del sector y de las compañías petroleras coincidieron en afirmar que el primer paso para garantizar la reserva del Estado sobre el sector de gas es la modificación de fondo de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos que se aprobó en 1999 durante la administración de Chávez. En su artículo número dos, esta normativa es clara al establecer que "*las actividades de exploración en busca de yacimientos de hidrocarburos gaseosos asociados y no asociados y la explotación de tales yacimientos, así como su recolección, almacenamiento, utilización, procesamiento, industrialización, transporte, distribución, comercio interior y exterior pueden ser ejercidas por el Estado directamente o mediante entes de su propiedad o por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin participación del Estado*".

La promulgación de la Ley Orgánica de Hidrocarburos en 2001 creó un divorcio entre ambas normativas, pues la primera quedó como una ley de apertura mientras que la segunda restringió la participación privada. Dado el poco desarrollo que había tenido el sector de gas hasta entonces, se justificó el protagonismo de los privados como una manera de incentivar el crecimiento de la industria.

Esta suerte de ventana de participación se encuentra ahora en jaque, según las compañías que mantienen operaciones en el país. Proyectos de cuantiosa inversión, como los planes costa afuera Plataforma Deltaza y Mariscal Sucre, podrían perder el empuje que traían, mientras que las licencias de gas otorgadas – especialmente las de tierra firma Yucal Placer, Barrancas, Barbacoas, Tiznado y Tinaco- deberán delegar la mayoría de sus acciones a PDVSA.

"*Chávez está profundizando su revolución, habrá que ver si seguirá la ley y compensará a las empresas por los activos que serán nacionalizados*" dijo Miguel Octavio, director ejecutivo de de la firma de brokerage BBO Servicios Financieros a The New York Times (10/1). El calculo de costos para asumir a las empresas de telecomunicaciones, electricidad y la industria petrolera, con sus deudas, ronda los 15 mil millones de dólares. "*No parece que el gobierno haya resuelto esto aún*", sostuvo.

"*La nacionalización tiene una historia larga e ignominiosa de fracasos en el mundo entero. Apoyamos a los venezolanos y pensamos que este es un día infeliz para ellos*", dijo Tom Snow, vocero de la Casa Blanca (ABCNews, 10/1).

Rafael Villa, actual coordinador del Núcleo de Investigaciones en Relaciones Internacionales de la Universidad de San Pablo (USP), el petróleo tendría que caer más para contener los ímpetus estatizantes de Chávez. "*Hasta cerca de 30 dólares, el país continua*

teniendo espacio suficientemente amplio para aumentar la presencia del Estado en la Economía", dijo (Estado do Sao Paulo, 10/1).

El aumento de la participación estatal basada en el precio del dólar es una historia conocida por los venezolanos. Durante la primera crisis del petróleo, en los inicios de los años 70, el entonces presidente Carlos Andrés Pérez, adoptó medidas similares a las del actual gobierno. "*El gobierno también tomó la iniciativa de estatizar una serie de sectores de la economía debido a la abundancia de recursos*". Con la baja de la cotización, el Estado fue gradualmente transfiriendo hacia la iniciativa privada la gestión de las empresas públicas.

Cuando Chávez llegó al poder en 1999, la cotización internacional del petróleo giraba en torno a los 8 dólares. El año pasado, superó los 70 dólares. Nadie cree que el precio vuelva al de hace ocho año. Pero un eventual caída a 40 o 30 dólares, llevaría a Chávez por dos direcciones: recoger formas alternativas de financiación, abriendo el país a más inversiones externa. *"Y la segunda opción sería profundizar la radicalización tomando el control de la propiedad privada del país",* consideró Luís Vicente León.

"*Si Chávez tomara más radicalmente su participación en la industria petrolera, las firmas extranjeras tendrán que optar entre "fight or flight" en los esfuerzos para nacionalizar el sector petrolero venezolano. En un camino u otro, los consumidores en última instancia pagarán el mayor precio*", dijo Patrick Esteruelas, analista de Eurasia Group (UPI, 9/1)

"*Los inversionistas deberían encontrar una salida* (la expresión usada por estos días es find an exit)" dijo Richard Segal, jefe de investigación de Argonaftis Capital Management de Londres (Bloomberg, 9/1). "*Chávez ha intentado hacer esto durante mucho tiempo y sintió que la última victoria en las elecciones presidenciales lo llevaría a cumplir ese mandato*".

El impacto de las medidas podrá ser mayor para las compañías de Estados Unidos que de otros países. Ellas no están protegidas por acuerdos comerciales con Venezuela, diferente, por ejemplo, de Francia y del Reino Unido –cuyos tratados prevén cláusulas para arbitraje e indemnización. La iniciativa venezolana también podrá alimentar las presiones sobre Brasil. Los diplomáticos americanos ven al país como un factor de estabilidad en la región y suelen manifestar en conversaciones reservadas su frustración por la falta de disposición de las autoridades brasileñas para ayudar a Estados Unidos a contener a Chávez.

En octubre, un reporte oficial confirmó que la producción de crudo venezolano cayó a 50.000 barriles por día. La reducción de la producción fue llevada a cabo tras la decisión venezolana de disminuir las exportaciones a Estados Unidos (UPI, 9/1). Según un reporte del Departamento de Energía estadounidense hecho público en julio, Venezuela envió más de 178 millones de barriles de crudo y otros productos petroleros a Estados Unidos en los primeros cuatro meses del 2006. Durante ese periodo el año anterior, los envíos fueron de más de 190 millones de barriles. Estados Unidos es el principal socio comercial de Venezuela, que contribuye con el 11% de las importaciones de petróleo americanas. "*Las acciones de Chávez sirven para dejar en claro otra vez por qué Estados Unidos necesita reducir su insaciable apetito por el petróleo*", apuntó el editorial del The New York Times (10/1).

"Nadie sabe que va a pasar, entonces los inversionistas imaginan lo peor" dijo Urban Larson, que maneja 2 mil millones de dólares en acciones de stocks en activos de mercado emergentes para F&C Investments en Boston. "*Algunos mercados son más riesgosos que otros, y está claro que desde hace un tiempo Venezuela es riesgosa*" (Bloomberg, 10/1).

En octubre, un reporte oficial confirmó que la producción de crudo venezolano cayó a 50.000 barriles por día. La reducción de la producción fue llevada a cabo tras la decisión venezolana de disminuir las exportaciones a Estados Unidos (UPI, 9/1). Según un reporte del Departamento de Energía estadounidense hecho público en julio, Venezuela envió más de 178 millones de barriles de crudo y otros productos petroleros a Estados Unidos en los primeros cuatro meses del 2006. Durante ese periodo el año anterior, los envíos fueron de más de 190 millones de barriles. Estados Unidos es el principal socio comercial de Venezuela, que

contribuye con el 11% de las importaciones de petróleo americanas. "*Las acciones de Chávez sirven para dejar en claro otra vez por qué Estados Unidos necesita reducir su insaciable apetito por el petróleo*", apuntó el editorial del The New York Times (10/1).

"Nadie sabe que va a pasar, entonces los inversionistas imaginan lo peor" dijo Urban Larson, que maneja 2 mil millones de dólares en acciones de stocks en activos de mercado emergentes para F&C Investments en Boston. "*Algunos mercados son más riesgosos que otros, y está claro que desde hace un tiempo Venezuela es riesgosa*" (Bloomberg, 10/1).

Enfoque: Estados Unidos, incentivos petroleros y seguridad energética

**Varios de los incentivos fiscales que actualmente están siendo criticados por los demócratas fueron aprobados por el Congreso por una razón: para estimular las compañías a asumir los riesgos necesarios para producir energía de fuentes nacionales y crear una infraestructura.*

**Bush levantó la prohibición de perforaciones de petróleo y gas en la Bahía de Bristol, en el Alaska, uno de los ecosistemas marinos más importantes del mundo*

Medida criticada bajo el alegato de que aumenta la dependencia externa de Estados Unidos, el proyecto de los demócratas en la Cámara de Estados Unidos de recuperar los billones de dólares de incentivos fiscales de las grandes petroleras americanas reducirá la producción nacional y hará a la nación más dependiente del petróleo extranjero, dijeron representantes del sector a Dow Jones Newswires (9/1). La industria petrolera se colocó a la defensiva cuando los demócratas aparecieron con un plan de aprobación de un proyecto de energía que repudiaría los significativos subsidios a esas empresas y establecerá un fondo de reserva para las energías renovables.

El líder de la mayoría en el Senado, Harry Reid, de Nevada, dijo que los planes de los demócratas acerca de energía solar, geotérmica y de otras fuentes renovables reducirán la dependencia de los EUA del petróleo extranjero. Los demócratas quieren también obligar las compañías petroleras que han evitado pagar royalties al gobierno federal a saldar sus deudas.

Por ejemplo, el diputado Edward Markey, de Massachussets, presentó un plan que impediría las empresas de energía de que se presenten en licitaciones futuras para prospección en el Golfo de México, sin renegociar de antemano las concesiones referentes la 1998 y 1999. Estas concesiones permiten que las petroleras dejen de pagar royalties al gobierno federal.

Pero, según el grupo de lobby del sector, el American Petroleum Institute, está propuesta pondría a las petroleras americanas en desventaja en relación a las compañías que llegan del extranjero. "*La propuesta terceriza el Golfo de México para las compañías extranjeras*", dijo el principal economista de la API, John Felmy.

Los demócratas de la Cámara pretenden votar el día 18 de enero la descalificación de las compañías de petróleo y gas que dejarían de recibir impuestos reducidos conforme está dispuesto en la ley fiscal de 2004, la "Ley americana sobre la creación de empleos". La revocación del incentivo fiscal elevaría entre 5 mil millones a 6 mil millones de dólares los ingresos fiscales en la próxima década, informó un asesor demócrata de la Cámara (Reuters US, 11/1). Y los demócratas pretenden reducir el perjuicio geológico para las grandes petroleras extendiendo el periodo de depreciación de cinco a siete años. Esto permitiría recaudar US$ 1 billón en ingresos fiscales en 10 años.

Felmy argumentó que varios de los incentivos fiscales que actualmente están siendo criticados por los demócratas fueron aprobados por el Congreso por una razón: para estimular las compañías a asumir los riesgos necesarios para producir energía de fuentes nacionales y crear una infraestructura. Por ejemplo, las compañías que perforan en aguas profundas en el Golfo de México recibieron la posibilidad de dejar de pagar los royalties porque los costos del desarrollo en estas áreas podrían superar fácilmente los 1 mil millones antes que comenzara la producción.

"Si usted toma dinero de la industria petrolera, pierde los incentivos para producir", dijo Mark Kibbe, analista de política fiscal de API, "*La eliminación de la generosa deducción de los gastos geológicos es esencialmente un aumento de los impuestos para estas empresas*". "*Mientras más retiremos esto… dependeremos cada vez más del petróleo importado*" afirmó. "*Ellos no irán a llevar a la suspensión de pagos ninguna de las grandes compañías petrolíferas, pero sus medidas influirán profundamente en su producción".*

Uno de los principales asesores demócratas de la Cámara dijo que la alteración de los gastos geológicos afectará un puñado de grandes petroleras con más de US$ 1 billón de ingresos brutos o medio millón de barriles diarios de producción. Este incentivo fiscal para la explotación geológica disminuyó. En la carga tributaria de 2006 para renovar las tasas de ganancias de capital reducidos, el Congreso amplió el periodo de deducciones de gastos geológicos de dos años a cinco para las grandes petroleras. Un periodo más corto tiene más valor para los contribuyentes.

El cambio ocurre después que el presidente George W. Bush criticó este incentivo fiscal geológico como innecesario hace menos de un año. "*Los precios récords del petróleo y los grandes flujos de caja también significan que el Congreso necesita comprender que estas compañías no necesitan de incentivos fiscales innecesarios como los write off de ciertos gastos geológicos y geofísicos, o el empleo del dinero de los contribuyentes par subsidiar la investigación en la explotación en aguas profundas*", dijo Bush en un discurso de 25 de abril.

Bush dijo que quería que el Congreso eliminara 2 mil millones de dólares de incentivos fiscales del presupuesto federal al largo de diez años. El secretario de Energía, Samuel Bodman, criticó los incentivos fiscales cuando el Congreso aprobó la ley sobre energía en 2005. Felmy y Kibbe argumentaron que la industria petrolífera acabó perdiendo con las disposiciones fiscales de la Ley de la Energía de 2005. Mientras el sector recibió US$ 1 billón en incentivos fiscales geológicos y geofísicos y US$ 400 millones de incentivos para inversiones en refinación, la industria también tuvo que pagar 2,5 mil millones de dólares en un fondo de fugas de petróleo, afirmaron. "*Por eso, perdemos dinero*", dijo Felmy.

Los demócratas pretenden aún presentar un proyecto de ley del diputado Jim McDermott, demócrata de Washington, para negar a las compañías de petróleo y gas un incentivo fiscal para la industria previsto en la ley fiscal de 2004. En aquella ley, las compañías podían beneficiarse de un impuesto especial reducido del 33% sobre actividades "*de manufactura nacional*". La ley de 2004, más amplia, proponía resolver una disputa con la Organización Mundial del Comercio acerca de un subsidio fiscal sobre las exportaciones para las industrias americanas. El Congreso rechazó el incentivo a las exportaciones, conocido como corporaciones de ventas al exterior, y lo sustituyó por un impuesto reducido para las industrias.

Por otra parte, la administración Bush, acusada de no recaudar miles de millones de dólares de las compañías que buscan petróleo y gas en aguas federales, señaló que exigirá el pago de una tasa más alta en los derechos de todos los nuevos contratos de renta para aguas profundas en el Golfo de México (New York Times, 11/1)

El informe señala que el gobierno estadounidense elevará la tasa de derechos sobre las ventas de petróleo y gas del 12,5 % actual a 16,7 %, un cambio que considera que aumentará los ingresos del gobierno en 4.500 millones de dólares en los próximos 20 años. "*El aumento en las tasas de los derechos asegurarán que durante esta época de elevados precios de la energía, el público estadounidense reciba su justa parte del valor del petróleo y el gas*", dijo el vocero del Departamento del Interior Gary Strasburg. Pero este cambio no alterará ninguna de las miles de rentas ya existentes, ni modificará el error cometido en cientos de rentas que permite a las compañías evitar alrededor de 10.000 millones de dólares en derechos en los próximos cinco años, se indicó en el informe.

Bush levanta prohibición de explotación de crudo en Alaska antes de la asunción de los demócratas

El presidente norteamericano George W. Bush levantó la prohibición de perforaciones de petróleo y gas en la Bahía de Bristol, en el Alaska, uno de los ecosistemas marinos más importantes del mundo, de la ambición de las petroleras, y que, según los medioambientalistas, amenaza la supervivencia de especies en peligro de extinción que han encontrado allí su santuario (The Washington Post, 9/1).

La decisión del presidente George W. Bush se produjo un día antes de que entrase en labores el nuevo Congreso de mayoría demócrata, que podía haberle atado las manos. Los legisladores republicanos impidieron hace tres años que se renovase la moratoria impuesta por el presidente Bill Clinton en 1998 que dejaba fuera del mercado este territorio prístino hasta 2012(Environment News Service, 9/1).

Devolver a la explotación petrolera la bolsa estimada de 2.500 millones de barriles de petróleo y 23.300 billones de pies cúbicos de gas natural ha sido uno de los objetivos de Bush desde su primera campaña presidencial. Las petroleras fueron expulsadas de la zona e indemnizadas por ello en 1989, a raíz del derrame del petrolero Exxon Valdez, que fue para EE.UU. Un portavoz de Shell dijo que el temor a que sean expropiados nuevamente no impedirá que pujen por los contratos que ofertará el Ministerio de Interior. No se espera que comiencen las perforaciones hasta 2010. Tanto la industria petrolera como los políticos de la región prometen extremar las medidas para evitar daños ecológicos, pero los ecologistas sostienen que simplemente el ruido de las perforaciones y los pequeños movimientos sísmicos que provocan afectarán a especies en peligro de extinción

"*Habrá oportunidades para comentarios y estudios públicos antes que cualquier desarrollo de gas y de petróleo se haga realidad*", dijo el secretario del Interior, Dirk Kempthorne. Sin embargo, adelante que tanto en la Bahía como con el aumento de las perforaciones en el Golfo de México, "*irán a fortalecer la seguridad energética de América*" (MSN Money, 9/19).

Kempthorne dijo que las autoridades provinciales del Alaska así como algunos grupos locales y nativos habían pedido el fin de la prohibición para estimular la economía local dominada pelas pescas. La recién electa gobernadora republicana de Alaska, Sarah Palin,

saludó la posibilidad de una producción adicional de petróleo y gas y prometió "*un papel más agresivo en garantizar la seguridad de las pescas".*

De momento, parece que la bahía de Bristol no se librará del azote causado por la búsqueda de petróleo. Esta zona, junto con los mares de Beaufort y Chukchi, es la cuna que acoge a la mayor parte de osos polares, pero los cerca de 85.900 millones de barriles que el Servicio de Gestión de Minerales (MMS) cree que existen bajo las costas estadounidenses supone una moneda de cambio difícil de rechazar a cambio de salvar a estos animales.

Sin embargo, otro responsable del Gobierno del presidente Bush absolvió a la industria del petróleo en Alaska de cualquier culpa por los infortunios de estos plantígrados. "*Los 30 años de experiencia que hemos acumulado en North Slope nos han demostrado que la industria del petróleo no tiene impacto en el tema*", dijo Dale Hall, director del Servicio Federal de Pesca y Vida Silvestre (Sydney Morning Herald, 7/1)

Kassie Siegel, abogada de uno de los grupos que demandaron protección para los animales, se ha manifestado de forma contraria a la conclusión expuesta por Hall. Siegel sostuvo que, aunque la industria petrolera, que produce combustibles fósiles que crean gases de efecto invernadero, no tuvo impacto directo sobre los osos en el pasado, los cambios en el habitat los hacen más vulnerables frente a las actividades industriales.

India desregula el sector carbonífero

India, la cuarta mayor economía de Asia, decidió desregular la inversión extranjera en el segmento de la prospección mineral. El objetivo de esta propuesta es explotar las enormes reservas minerales del país y atraer flujos de inversión y tecnología. De esta forma, quiere solucionar los problemas de producción de carbón para seguir a la demanda creciente de energía del país (UPI, 9/1).

Coal India Ltd tiene el control exclusivo de las enormes reservas de carbón del país. En una oferta que invita a players privados locales e inversión extranjera directa, el federal cabinet committee on economic affairs, dio la semana pasada su aprobación para desregular la débil industria y terminar con el monopolio de Coal India Ltd. Con la iniciación de las desregulación del sector, compañías internacionales y locales mostraron interés en invertir en el carbón indio. La mayor parte de las ofertas privadas de inversión llegaron bajo la forma de empresas verticalmente integradas para satisfacer sus propias exigencias de carbón.

India cuenta con grandes reservas de carbón, hierro o magnesio, pero necesita de nuevas tecnologías para su prospección. El gobierno va hacer esfuerzos para traer inversión extranjera a este subsector y hará los cambios pertinentes en la legislación para conseguirlo (India Daily, 9/19).

La economía india, que ha crecido a un ritmo del 8% en los últimos tres años y probablemente exceda esa tasa en el año fiscal en curso, seguirá descansando en el carbón como la principal fuente primaria de energía, y *"eso tiene serias implicaciones para la emisión de gases invernadero*" según sostuvo recientemente un analista en The Australian (27/12/06).

Los analistas dicen que el crecimiento de India está siendo reprimido por los cuellos de botella en los puertos, el mal estado de los caminos y un abastecimiento de energía insuficiente.

El dato a destacar son los dos puntos de crecimiento que pierde el país a causa de la falta de infraestructuras.

El gobierno indio quiere duplicar los gastos que consagra a la infraestructura para el 2012 (Le Monde, 10/1). En colaboración con inversores privados, 320 mil millones de dólares serán consagrados particularmente a la construcción de 35 aeropuertos, 76 nuevas terminales portuarias y unos 6.000 kilómetros de autopistas que conectarán los cuatro costados del país.

El carbón es responsable del 50 por ciento del consumo de energía para usos comerciales en el gigante indio, y su predominio en la mezcla de combustibles primarios no cambiará en las próximas tres décadas. De hecho, los requerimientos de carbón crecerán hasta alcanzar 2 mil millones de toneladas anuales para el año 2030(The Financial Express, 25/11/2006). Se estima que las reservas probadas de carbón en India se agotarán en unos 45 años. Así que la otra pregunta clave concernirá a la seguridad energética para la economía india. La respuesta podría ser los esfuerzos de las principales petroleras indias por encontrar yacimientos alrededor del mundo y el condominio nuclear con Estados Unidos.

La producción de carbón en India bajó durante el año creando escasez para sus centrales eléctricas que funcionan con este mineral. La mitad de las plantas de generación eléctrica del país funcionan incompletas y necesitan el suministro de carbón (UPI, ídem).

En general, sus capacidades de producción de electricidad son tres veces inferiores a las de China y el Estado indio pierde 22% en redes de distribución obsoletas, contra 8% en Occidente (The New York Times, 10/12/06).

El sector de la minería en India comenzó a abrirse en 1993 y gradualmente ha ido liberalizándose más. Hoy se permite el 100% de inversión extranjera por la vía automática en minería de diamantes, oro, piedras preciosas, plata y minerales, así como la minería de carbón y lignito, también por la vía automática, pero siempre que sea para el consumo obligado de los proyectos de energía, hierro, acero, cemento u otras actividades sujetas a la Coal Mines Nationalisation Act de 1973.

Geopolítica: Gazpromneft y Chevron ¿extensión del condominio energético?

**La batalla por el tránsito del petróleo vía Kazajstán no acaba de comenzar. Moscú podría usar una vez más el "chantaje tarifario" para bloquear el desarrollo de Caspian Pipeline Consortium (CPC) administrado por Chevron*

¿Rusos y estadounidenses de la mano? La compañía rusa Gazpromneft, la filial petrolera del gigante energético estatal Gazprom, creó con la compañía estadounidense Chevron una empresa mixta para la prospección y extracción de hidrocarburos en Siberia occidental.

La empresa mixta "Severnaya Taiga Neftegaz" fue registrada el 14 de noviembre pasado en Noyabrsk, capital de la región autónoma rusa de Yamalo-Nenetsk, en Siberia occidental, donde opera la principal filial extractora de Gazpromneft, Sibneft-Noyabrsk.

El comunicado oficial señala que actualmente Gazpromneft posee un 30 por ciento de acciones en "Severnaya Taiga Neftegaz" (sociedad de responsabilidad limitada), pero que en el futuro se propone hacerse con un lote superior al paquete de control en esa empresa mixta. En la fase inicial de cooperación Chevron actuará como inversor principal en los proyectos petroleros que apuntan a elevar la eficacia de la extracción de crudo, sostienen los expertos (Vedemosti, 11/1).

Un portavoz de la compañía rusa dijo a la Agencia de Información Petrolera que la nueva empresa "llevará a cabo proyectos conjuntos de prospección y extracción de hidrocarburos", sin precisar en qué yacimientos. Según datos de finales del tercer trimestre de 2006, Gazpromneft y sus filiales poseían en total 33 licencias para la prospección y extracción de hidrocarburos en la región rusa de Yamalo-Nenetsk, seis de ellas en poder de la propia compañía central.

Gazpromneft, compañía petrolera formada por la estatal Gazprom después de que adquirió Sibneft de Roman Abramovich en 2005, se ha planteado el objetivo global de aumentar en el 150% la producción anual de petróleo, situándola en 80 millones de toneladas, dice el analista de Solid, Denis Borisov. Para alcanzar el objetivo propuesto la compañía rusa necesita de un socio capaz de ayudarle a diversificar los riesgos financieros y geológicos (The Moscow Times, 10/1). Algo en lo que coincide el analista Stepehen O¨Sullivan: "*Gazprom tiene una escala de gasto de capital de proyectos pesados, y esto tiene que traer a un compañero con bolsillos profundos*".

Andrew Somers, presidente de la Cámara del Comercio americana, dijo que el trato era " *una señal positiva que transacciones de energía significativas todavía pueden ocurrir entre los dos países*", refiriéndose a Rusia y a Estados Unidos. Los analistas dijeron que un trato con Gazprom podría poner a Chevron en una posición principal para ayudar a desarrollar Shtokman, el campo masivo Artico del aceite y de gas, si Gazprom vuelve a abrir el proyecto a la participación extranjera.

La transacción cerrada con Gazpromneft abre nuevos horizontes para Chevron en Rusia. En verano de 2003 la compañía estadounidense estaba negociando con el entonces presidente de Yukos, Mijaíl Jodorkovski, la adquisición del 25% de las acciones más una en la unificada "Yukos-Sibneft". El proyecto no cuajó en realidad. Pocos meses después de fusión de Yukos con Sibneft, Jodorkovski se vio entre rejas. YUKOS se declaró en bancarrota por multimillonarias deudas tributarias. El accionariado de Sibneft consiguió "divorciarse" de YUKOS y vender la compañía a Gazprom.

Al formar la alianza con la compañía subsidiaria de Gazprom, Chevron podría adquirir una participación en Yukos, sueño dorado de los norteamericanos, sostiene Borisov.

En Rusia, Chevron es uno de los más importantes accionistas del CPC y estudia activamente nuevas posibilidades en la prospección geológica, la producción y la transformación de petróleo y de gas. Entre otros ejes de la actividad de la multinacional en Rusia, encontramos la venta de lubricantes, la coordinación de estudios de Marketing y el transporte de petróleo y de productos petroleros, así como la cooperación con centros de investigación rusos en diferentes dominios de la refinación y de la petroquímica.

Sin embargo, todo está lejos de ser idílico entre ambas sociedades, la batalla por el tránsito del petróleo vía Kazajstán no acaba de comenzar. Moscú podría usar una vez más el "chantaje tarifario" para bloquear el desarrollo de Caspian Pipeline Consortium (CPC) administrado por Chevron y que transita por su territorio. Tal podría ser la razón real de la creación de la empresa conjunta.

Moscú podría frenar el desarrollo del CPC, el petróleo kazajo y el transito de los hidrocarburos a través de este país representan una importancia vital teniendo en cuenta su

situación geográfica entre el productor ruso y el consumidor chino. Según un artículo del diario económico ruso Kommersant de noviembre pasado, Moscú podría llevar a la bancarrota al único oleoducto privado sobre el territorio ruso, vía la aplicación de un método de Putin, a saber el aumento de las tarifas fijadas al consorcio.

De todas formas, CPC teme ser reducido a la impaciencia por Moscú o caer bajo el control de estado ruso. La creación de la co-empresa es posiblemente un medio que traduce esta situación. El ministro de la Industria envió entonces una carta al representante local de Chevron, Guy Hollingsworth, anunciando que Rusia, como propietario del oleoducto mantendrá una posición estricta.

Los accionistas privados del pipeline propusieron un aumento de las tarifas en Rusia del 9,1% por la remuneración del tránsito de su territorio mientras que Moscú pidió un aumento del 40%. El gobierno ruso es el principal accionistas del pipeline, detentando el 24% mientras que el gobierno kazajo tiene 19% y Chevron el 15%. El resto del capital es compartido entre varios pequeños accionistas, la inmensa mayoría americanos.

El oleoducto CPC conecta el campo petrolero de Tenguiz, desarrollado por Chevron y el gobierno de Kazajstán, al puerto ruso de Novorossiisk, en el Mar Negro. El consorcio tiene como objetivos además de duplicar sus capacidades de transporte con vistas a alcanzar 67 millones de toneladas por año, siendo la producción actual de 30 millones de toneladas por año.

General Electric adquiere al proveedor petrolero Vetco Gray

General Electric desembolsará 1.9 mil millones de dólares para adquirir Vetco Gray, proveedor de equipo de perforación en tierra y offshore con sede en Houston. "*El gigante industrial no parará allí"* sostienen los analistas. La adquisición de Vetco Gray hará a GE uno de los líderes mundiales en suministro de equipos para perforación de petróleo y gas en campos en tierra y offshore.

Veteo Gray es una subsidiaria de Vetco International Ltd, propiedad de tres firmas de capitales privados: Candover, 3i Group y JP Morgan Partners. Candover, 3i y JP Morgan Partners. En 2004, las privadas equity firms compraron Vetco Gray y Vetco Aibel, que están trabajando en instalaciones y proyectos principalmente en el Mar del Norte. Las firmas seguirán siendo propietarios de Vetco Aibel, la cual diseña, realiza la ingeniería, construye y mantiene instalaciones de producción de petróleo y gas natural, sistemas de procesamientos y productos relacionados, comentó GE.

"*Como GE trata de aprovechar el auge global en exploración de petróleo y gas natural y tomar a los rivales que también se consolidan. Es probable que la empresa adquiera otra empresa de servicios petroleros, en particular aquellas que suministran productos para perforación deep-water"* dijo Bill Hebert, analista del sector de energía de Simmons & Company International (Houston Chronicle, 9/1). "*Lo seguro es que GE no va a quedarse sólo con Vetco que no es lo bastante grande como para saciar sus ambición en el dominio de las aguas profundas*", dijo Hebert en una nota a los inversionistas.

El conglomerado estadounidense, con una cartera de negocios que van desde la generación eléctrica a los servicios financieros, estuvo analizando temas petroleros durante

varios años, buscando formas de ampliar su presencia en el lucrativo sector de energía, sostuvieron analistas. *"La compra es compatible con la estrategia en curso de GE de ampliar los segmentos de negocio con perspectivas de crecimiento sólidas"* dijo Robert Schulz, analista de Standard & Poor´s.

La especulación sobre otros objetivos de compra de GE recaen sobre empresas de Houston como Cameron International Corp, Dril-Quip y FMC Technologies firmas midsize dedicados a equipos de producción subsea para compañías de energía dedicadas a exploración.

Esto sugiere según algunos analistas que una de las corporaciones principales de América ve el potencial a largo plazo en la exploración de energía a pesar de la caída del crudo y de los precios del gas natural en días recientes.

Venezuela-Ecuador: Acuerdo por refinación del crudo Napo

Ecuador y Venezuela firmaron un acuerdo petrolero que permitirá a este país refinar su crudo en plantas de procesamiento del vecino territorio con grandes ahorros de recursos. Venezuela se ha comprometido a enviar el primer cargamento de 220 mil barriles de diésel, entre el 20 y 22 de febrero próximo, sin recibir antes el petróleo.

Según el actual presidente ejecutivo de la estatal Petroecuador, Galo Chiriboga, la venezolana PDVSA se comprometió a pagar el premio de 1.635 dólares por barril sobre el precio del mercado que pagan las comercializadoras del crudo Napo, que se explota en el bloque 15 (La Hora, 11/1)

El crudo Napo, en un volumen de 72 mil barriles diarios, está comprometido hasta marzo próximo mediante contratos de compraventa que Petroecuador firmó en octubre con las compañías Taurus, Mitsubishi International y Mitsubishi Corporation. El crudo a intercambiarse será el que Ecuador extrae de los campos confiscados en mayo a la estadounidense Occidental Petroleum Corp en medio de una disputa contractual que se encuentra en manos de un tribunal arbitral adscrito al Banco Mundial (Reuters, 11/1).

El convenio tiene una duración de un año con la posibilidad de que se proceda a la renovación. Además establece que en caso de que el país lo requiera, el documento puede quedar sin efecto en cualquier momento; bastará una notificación de 30 días y el contrato de deshace. Los contratos serán abiertos, es decir que si el país considera que está perdiendo en ese mes no enviará su petróleo a refinarlo, tal como buscaban los técnicos de ambas naciones y que por diferencias con el ministro de Energía, Iván Rodríguez, no pudo concretarse (El Universo, 10/1).

Sobre el precio, la gerenta de Comercio Internacional de Petroecuador, Nely Núñez explicó que habrá una tasa de conversión exacta que se efectivizará el momento en que se concreten los valores porque los precios, tanto del crudo como de los combustibles, varían diariamente. Pero Chiriboga anticipó que Petroecuador entregaría a Petróleos de Venezuela (PDVSA) entre 1,5 y 1,6 barriles de crudo y recibiría un barril de derivados. Para obtener un barril de derivados se necesita 1,6 barriles de crudo, aproximadamente.

Además, una vez que Petroecuador envíe el crudo Napo a Venezuela, el Ecuador tendrá la libertad de seleccionar los derivados que necesita para cubrir la demanda interna. Pero no

todos los 72 mil barriles diarios se destinarían a esta transacción. Se habla de unos 36 mil, porque el resto se seguiría vendiendo en el mercado internacional del crudo. Chile será uno de los clientes. Este país ya ha anunciado que comprará 12 mil barriles diarios de petróleo ecuatoriano (Hoy, 10/1).

Los beneficios reales que dejaría al país el intercambio de crudo por derivados con la empresa Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) se determinarán cuando se concrete la transacción. Así opinó el analista petrolero Wilson Pástor. Sin embargo, el analista empresarial indicó que eso aún está por determinarse, mientras que Pástor consideró que al valor se le debe agregar los costos de transporte de crudo hacia Venezuela, y de derivados hacia Ecuador, que deberá pagar la estatal ecuatoriana. Además de los costos de transporte, la estatal también debería pagar tasas portuarias y el valor por el paso del canal de Panamá.

Además, Venezuela y Ecuador estudian las posibilidades de una interconexión de gas natural para su mejor aprovechamiento. Las partes procurarán estudiar y mejorar la cadena de valor de los líquidos del gas natural en Ecuador, optimizar las cadenas de suministro de combustible en el mercado interno de ese país y suministrar productos refinados según los volúmenes acordados por las partes y mediante los mecanismos de retribución que se convengan (El Universal, 10/1).

El acuerdo contempla, además, el fortalecimiento institucional del Ministerio de Energía y Minas de Ecuador a través de asistencia técnico-jurídica del Ministerio de Energía y Petróleo venezolano, el cual lo asesora en la elaboración de contratos y convenios, conformación de empresas mixtas y de servicios, desarrollo de políticas fiscales, fijación de precios y planificación de políticas públicas.

Gas & Petróleo: Petrobras delinea los primeros objetivos para 2007

El campo de Manatí, operado por Petrobras, va a tener una capacidad de 6 millones de metros cúbicos por día. Petrobrás debe iniciar a finales del presente mes las operaciones en el campo de Manatí, en Bahía, principal proyecto productor de gas natural previsto para este año. Con capacidad para producir 6 millones de metros cúbicos por día, el campo va a contribuir para terminar con las restricciones de suministro del combustible en la Región Nordeste. No habrá impacto, sin embargo, en los mercados del Sur y del Sudeste, a causa de la falta de unión entre los gasoductos.

El proyecto, asociación de la estatal, Queiroz Galvão y la noruega Norse Energy, recibió la licencia de operación y, según Petrobras, las providencias para el inicio de la operación de la plataforma ya fueron iniciadas. Manatí queda a 10 kilómetros de la Isla de Tinharé, donde está el balneario turístico de Monte de San Pablo. Estará interconectado a una estación de tratamiento de gas en San Francisco del Conde, región metropolitana de Salvador, por medio de un gasoducto de 125 kilómetros.

Inicialmente, el campo de Manatí esta previsto que entrara en operaciones en 2006. Pero las dificultades del proceso de licencia ambiental atrasaron el inicio de la producción. De acuerdo con Ibama, los emprendedores actuaron en disconformidad con los procedimientos estipulados en la licencia de instalación, lo que provocó daños ambientales y llevó al órgano a aplicar tres autos de infracción por un valor de 26 millones de reales (Jornal do Brasil, 11/1). La

solución de los problemas llevó a la emisión de 18 opiniones técnicas. Normalmente, procesos semejantes demandan, en promedio, 5 opiniones.

"Estamos con toda la infraestructura preparada para recibir el gas de Manatí, que será muy importante para el desarrollo económico del Estado", dijo a Estado do Sao Paulo (12/1), Eduardo Barreto, director comercial de la distribuidora local de gas Bahiagás. La empresa vende hoy 3,3 millones de metros cúbicos por día pero, según sus estimaciones, el potencial de ventas supera los 5 millones de metros cúbicos. "Pero aún no sabemos cuanto gas de Manatí se quedará en Bahía", resalta el ejecutivo.

Hay grandes industrias en el Estado, como Braskem, que les gustaría consumir más gas, pero tropiezan con las restricciones de oferta. Barretto apunta los polos petroquímicos y automotores de Camaçari como potenciales grandes consumidores del combustible, que también debe ser vendido a otros Estados del Nordeste. Toda la región enfrenta problemas de oferta de gas y debe beneficiarse con el proyecto, que costó cerca de US$ 500 millones.

Los mercado del Sur y del Sudeste, sin embargo, continuará a la espera de nuevos proyectos productores en las cuencas de Espírito Santo, Campos y Santos, que deben garantizar un aumento significativo de la oferta sólo a partir de 2009. El gasoducto Sudeste-Nordeste (Gasene), que va a interconectar los gasoductos de las dos regiones, inicialmente previsto para llevar gas boliviano a los mercados norteños, sólo ahora comienza a salir del papel, pero no deberá concluir antes de 2008.

Regresa el proyecto de oleoducto a San Pablo

Petrobrás puede retomar el polémico proyecto de construcción de un oleoducto para llevar el petróleo producido en la Cuenca de Campos para ser refinado en São Paulo. El proyecto había sido vetado por el gobierno de Rosinha Matheus y fue abandonado por la estatal hace dos años. La ex-gobernadora argumentaba que la construcción del oleoducto podría impedir la instalación de una refinería en el Estado, principal pleito de su gobierno.

"*No tenemos una visión provinciana. Mientra el proyecto se muestre dentro de una lógica económica, estamos dispuestos a dar todo el apoyo", afirmó el nuevo secretario de Desarrollo del Estado*", Julio Bueno. Ya hubo una reanudación de conversaciones entre las partes acerca del Plano Diretor de Escoamento e Tratamento de Óleo da Bacia de Campos (PDET), cuya principal obra es el oleoducto de cerca de 800 kilómetros, que llevaría 640 mil barriles de petróleo por día a San Pablo.

Mientras Petrobras no quiso manifestar a la prensa su versión, el martes, el presidente de la estatal, José Sérgio Gabrielli, dijo que estaba dispuesto a discutir con el gobierno *"una serie de proyectos"* que tienen en cuenta la logística de transporte de distribución de óleo y gas en el Estado.

Según Bueno, el proyecto - cuyas inversiones sumaban en 2005 US$ 5 billones - tendrá que ser estudiado nuevamente, tanto por el punto de vista económico cuanto por el ambiental. Según el gobierno anterior, la construcción del oleoducto tendría un fuerte impacto ambiental, por atravesar 37 municipios (19 en el Estado), 100 ríos y 17 Áreas de Protección Ambiental. Actualmente, un 80% del petróleo producido en la Cuenca de Campos es transportado por navío. La idea inicial de Petrobrás era reducir ese volumen para un 40% del total producido en el área.

México: Slim pujará por contratos de Pemex y CFE

Una de las empresas de Carlos Slim, el tercer hombre más rico del mundo, apostará a partir de este año a realizar proyectos de inversión en el sector energético mediante la construcción de obras de infraestructura para Petróleos Mexicanos (Pemex) y Comisión Federal de Electricidad (CFE), entidades de las que espera obtener contratos por más de 6 mil millones de dólares (La Jornada, 14/1).

La estrategia de Impulsora del Desarrollo y el Empleo en América Latina (IDEAL), constructora propiedad del magnate mexicano Carlos Slim Helú, ya comienza a ser objeto de análisis financieros y la colocan como una empresa de alta rentabilidad en el futuro. "*El calibre económico y político del señor Slim ha causado grandes expectativas sobre las ventajas competitivas que IDEAL tendría para ganar un gran número de licitaciones*", asegura un reciente estudio de Banamex- Citigroup.

Según el amplio diagnóstico, la empresa se apresta a competir agresivamente en las principales obras de infraestructura que el gobierno federal financiará mediante endeudamiento con el sector privado a través de Pidiregas, mecanismo que sólo es empleado por Pemex y CFE. Sólo en 2006 los Proyectos de Inversión con Impacto Diferido en Registro de Gasto (Pidiregas) para el sector energético sumaron más de 11 mil millones de dólares, por lo que el consorcio constructor de la familia Slim ya ha identificado un total de 16 mil 600 millones de dólares distribuidos en 57 proyectos en los que podría participar en México y el resto en Latinoamérica durante los siguientes dos años.

Los ambiciosos planes de expansión de IDEAL incluyen la participación en proyectos de infraestructura en materia de edificación, energía, gas natural, petróleo, aeropuertos, servicios de salud y educación, tecnología y tratamiento de aguas residuales y productores externos de energía, principalmente, según revela el amplio análisis de Banamex- Citigroup.

Ideal participaría principalmente en Pidiregas de inversión condicionada, definida como proyectos en los que los activos se mantienen con carácter de propiedad privada, mediante los cuales se suministra un bien o servicio a una entidad gubernamental, salvo que ocurra alguna eventualidad (incumplimiento de la entidad o fuerza mayor), que implique su adquisición por la entidad contratante. Incluye los proyectos de Productores Externos de Energía (PEE).

Ante las restricciones presupuestales a partir de 1996 se impulsó en México un esquema de inversión financiada mediante proyectos de inversión en infraestructura productiva de largo plazo, también conocidos como Pidiregas. Estos son el componente más importante de la inversión en Pemex y cada vez más importantes en la CFE.

Cifras de la Secretaría de Hacienda revelan que las amortizaciones e intereses de los Pidiregas ascienden a más de 2 billones 209 mil millones de pesos, contabilizados desde 1997 hasta 2045, concentrándose la deuda principalmente en Pemex.

Los pasivos derivados de los Pidiregas y el pago de pensiones son los dos principales desafíos para el futuro de las finanzas públicas, según reconoció el jueves pasado el propio secretario de Hacienda, Agustín Carstens, ante estudiantes, analistas y académicos reunidos en el Instituto Tecnológico Autónomo de México (ITAM) al presentar las perspectivas económicas para 2007.

Según los cálculos de Banamex-Citigroup, de los 83 mil millones de dólares de inversión en infraestructura planeada entre 2007 y 2017, IDEAL estima adjudicarse al menos 7.5 por ciento, es decir, unos 6 mil 225 millones de dólares en toda la década. Así, se espera que el portafolio de activos crezca 239 por ciento durante los próximos cinco años.

Hasta el final de septiembre de 2006, *"IDEAL no tenía activos bajo la división operativa de Pidiregas; sin embargo, esta es otra área en la que la compañía planea expandirse próximamente*".

La constitución de IDEAL se debió al crecimiento de Promotora Inbursa, la cual inició operaciones en 2000 y era propiedad de Grupo Financiero Inbursa en forma indirecta.
Debido a los requerimientos de infraestructura de todo tipo en México, Grupo Financiero Inbursa consideró conveniente construir un nuevo grupo económico dedicado preponderantemente a la construcción y administración de obras de infraestructura en todos sus sectores y modalidades.

Por lo tanto, se constituyó IDEAL el primero de junio de 2005 con una capital social de 8 mil 607 millones de pesos, como consecuencia de la escisión de Grupo Financiero Inbursa. La acción IDEAL se colocó en la Bolsa Mexicana de Valores (BMV) el 15 de septiembre de 2005.

Entre los miembros del Consejo de Administración de la constructora, además de los integrantes de la familia Slim, destacan David Ibarra Muñoz, ex director general de Banco de México y ex secretario de Hacienda, y Fernando Solana Morales, ex director general de Banamex, cuando era banca pública y ex secretario de Relaciones Exteriores. Los dos ex funcionarios figuran como consejeros independientes.

¿Qué tan viable es el desarrollo de las energías alternativas en Chile?

Expertos del área le ponen nota –de 1 a 7- al potencial funcionamiento de la energía eólica, geotérmica, biomasa, los biocarburantes y las mini hidroeléctricas. Las mini hidroeléctricas son las que mayores ventajas tienen, aseguran, debido a que cuentan con costos razonables y son rentables. En cambio, no le ven muchas opciones a la energía eólica y a los biocombustibles.

Centrales mini hídricas
Potencial de desarrollo: 6,3

Sin duda, este tipo de centrales son en las que los expertos observan mayor potencial. Según el ex secretario ejecutivo de la CNE, Pablo Serra, la gran ventaja de las mini hidráulica frente a otras opciones es que se trata de centrales rentables. “Es atractivo de desarrollarlas para el país y pueden tener un impulso fuerte” dice, aunque advierte que en términos de volumen total su aporte no será significativo.

En tanto, el actual decano de Economía de la U. Alberto Hurtado, Jorge Rodríguez, apunta que estas centrales “*son extremadamente valiosas*”, aunque pone acento en que su desarrollo dependerá de dónde estén localizadas. “*Si están muy lejos de los centros de*

consumo, pierden competitividad". Sin embargo, estas consideraciones no parecen amedrentar a los inversionistas. Grandes eléctricas como Colbún y Endesa, y otros nuevos actores como SN Power y Pacific Hydro están apostando desde ya por estas minicentrales, las mismas que hoy aportan 112 MW al SIC.

De hecho, existen proyecciones que les asignan un potencial de hasta 6 mil MW a estas centrales, las que de aquí a 2020 podrían representar cerca del 15% de la matriz eléctrica del país.

Biomasa
Potencial de desarrollo: 4,3

Aunque se trata de una energía que ayuda a darles un uso útil a los desechos forestales, la biomasa genera algunos reparos dentro de los expertos. "Tienen potencial, pero su rol no será muy importante. Pese a que la experiencia actual es buena, en el futuro representará poco, menos del 1% de la matriz" asegura Jorge Rodríguez.

Hoy son Arauco Generación y Energía Verde los que aportan energía de biomasa al SIC -unos 170 MW-; sin embargo, existen nuevos proyectos en carpeta, como el caso de Endesa Eco, que realiza investigaciones sobre esta opción en la zona de la Laguna del Maule, VII Región. Sin embargo, María Isabel González adivierte que "*los costos de inversión son relativamente altos. En general, los desechos no están disponibles adecuadamente, y además están diseminados, por lo que tienen un costo de traslado que podría hacer inviable un proyecto*".

Para Pablo Serra, en tanto, el tema pasa por que la biomasa debe competir con otros usos que se les dan a los desechos forestales. "*Todos los desechos forestales tienen hoy una fuerte demanda*", asegura.

Eólica
Potencial de desarrollo: 4,1

La energía eólica genera reacciones dispares entre los expertos, porque aunque se le reconoce su limpieza y modernidad, su alto costo significa un problema al hablar de inversiones. Según explica la ex secretaria de Energía, María Isabel González, el factor de carga (o disponibilidad real de tiempo) de la energía eólica por lo general no supera el 35%. "Tienes que hacer una inversión que es similar a la alternativa hidráulica, para poder generar la mitad del tiempo", dice.

En la misma línea, el ex ministro de Economía y Energía, Jorge Rodríguez, asegura que el sistema no puede funcionar sólo con energía eólica, ya que hay que tener el respaldo necesario y eso es ineficiente para el sistema. "Sin subsidios, este tipo de centrales sólo puede operar en un margen pequeño". De hecho, hoy la energía eólica representa menos del 0,5% de la matriz eléctrica.

De todos modos, existen áreas en las que podría tener posibilidades debido a sus ventajas naturales, como en la III Región, donde la firma española Acciona realiza estudios. Endesa también aspira a entrar al negocio, con el proyecto Canela, ubicado en la VIII Región.

Biocombustibles
Potencial de desarrollo: 3,8

A pesar de que se trata de energía limpia y con pocas emisiones, los biocombustibles aún están en espera. Los expertos apuntan a que los terrenos no utilizados en Chile son escasos, por lo que destinar suelo a ellos significaría un costo alternativo importante. Por otro, estudios demuestran la conveniencia del etanol y el biodiésel tan sólo cuando el precio del crudo está por sobre los US$ 80 el barril.

"Hoy podrían resultar porque el precio del petróleo está alto, pero no será una solución muy segura en largo plazo debido a los costos. No soy partidario de dar incentivos especiales, porque las mejores energías son las que deben ganar en el mercado", apunta Rodríguez Grossi.

En la misma línea, el académico del CEA de la U. de Chile, Pablo Serra, señala que el éxito de este tipo de energía "va a depender de la eficiencia en la producción y de cómo se protege al mercado de las importaciones" de bicombustibles extranjeros más competitivos. Aun así, algunas compañías como Iansa, Petrobras o la española Acciona, ya han iniciado estudios y proyectos, siendo la empresa azucarera la que ha dado pasos más significativos en este tipo de proyectos.

Geotermia
Potencial de desarrollo: 4,3

Pese a que se trata de una energía cara de implementar, los expertos le deparan buenos augurios al desarrollo de la energía geotérmica. Destacan, principalmente, el hecho de que una vez en funciones, estas centrales operan igual que cualquier otra central térmica, como las de carbón o las de gas. "*Su gran ventaja es que es muy parecida a una central térmica, es pareja y constante, a diferencia de las hidro de pasada, que son estacionales*", apunta Serra. Sin embargo, Jorge Rodríguez cuestiona el hecho de que aún no exista un marco legal que determine todos los elementos claves para la exploración y explotación privada. "*Eso es lamentable*", dice.

María Isabel González explica que en los países en los que se ha desarrollado la geotermia se ha hecho con apoyo del Estado. "*Lo que más ha funcionado ha sido devolver la plata de los pozos que salen fallidos*", dice. Con todo, los analistas coinciden en que la geotermia llegaría a representar cerca del 10% de la matriz eléctrica si se dan las señales correctas. Por ahora sólo Enap y su socia italiana Enel tienen proyectos en serio en carpeta.

Cifras y Notas del Sector:

BP anunció el retiro de John Browne (The Financial Times, 13/1)

El anuncio de la próxima retirada de su cargo del director ejecutivo de British Petroleum (BP), John Browne, se hizo días antes de la publicación en Estados Unidos de un informe que se espera será muy crítico con la seguridad de las refinerías de la empresa en ese país.

La directiva de BP vio el miércoles pasado ese informe, elaborado por el antiguo secretario de Estado estadounidense James Baker, el pasado miércoles, y el viernes hizo el inesperado anuncio de la marcha de Browne para finales de julio, un año antes de lo esperado.

En un comunicado a la Bolsa de Londres, BP indicó que Lord Browne, que lleva 12 años en el cargo, será sustituido por Tony Hayward, quien es actualmente director de exploración y producción en la compañía. En la nota, el presidente, Peter Sutherland, destacó a Browne como "*el mejor empresario británico de su generación"* que había transformado BP en "*uno de los mayores grupos energéticos del mundo*". Sin embargo, la reputación de Browne se ha visto perjudicada por problemas en Estados Unidos en los últimos 18 meses, como la explosión de una de las refinerías del grupo en Texas en el 2005, que causó la muerte de 15 personas. Además, BP se vio obligada el pasado agosto a cerrar parte de su pozo de Prudhoe Bay, en Alaska, por corrosión en las tuberías. En su despedida, Browne destacó "el privilegio" que había supuesto "*convertir BP en una compañía internacional en la vanguardia de la industria energética*".

Duke Energy afina aterrizaje en mercado eléctrico chileno (El Mercurio, 11/1)

El gigante eléctrico de EE.UU., Duke Energy, está a pasos de concretar un viejo anhelo: llegar al sector eléctrico chileno. En los últimos meses la compañía ha sostenido contacto directo con actores del sector eléctrico para afinar las oportunidades de posibles proyectos de generación.

En efecto, Duke Energy -cuya oficina matriz está en Charlotte, en Carolina del Norte- posee y opera activos de generación, con una capacidad instalada de 40.000 megawatts (MW) en todo el mundo, a través de centrales hídricas, térmicas y nucleares.

¿En qué tipo de centrales invertiría Duke? Es difícil saberlo, debido a que la compañía cuenta con importante experiencia en todas las áreas -de hecho cuenta con 3 centrales nucleares, 8 a carbón y 31 hidroeléctricas-, pero su mayor experiencia está en el sector hidroeléctrico

Gazprom diversifica su negocio energético en Europa (Gaceta.ru, 12/1)

Una división del monopolio gasífero ruso, Gazprom Marketing & Trading Limited (GM&T), se dedicará a la compra y la reventa de energía eléctrica en Gran Bretaña, Francia, Alemania y Holanda ofreciendo a cambio el gas natural y las cuotas para la emisión del dióxido de carbono CO_2.

Se ha firmado ya el respectivo contrato con la británica Deeside, productora independiente de electricidad, y hay planes de extender esa experiencia piloto a otros países de Europa Occidental. Normalmente, Gazprom adquiere en el extranjero compañías distribuidoras del gas para asegurarse el acceso a los usuarios finales pero el nuevo esquema también le permite garantizar una venta estable del hidrocarburo y encima es un negocio muy ventajoso: la

electricidad en Europa cuesta tres veces más que en Rusia, aparte de que es un mercado con las reglas del juego muy claras y completamente liberalizado, a diferencia del mercado ruso donde un 90 por 100 de la energía eléctrica todavía se vende a precios controlados.