

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

Índice:

CERAWeek's: Aumento del 53% de los grandes proyectos de producción de petróleo.....	1
CERAWeek's OIL DAY HIGHLIGHTS.....	4
CERAWeek's POWER DAY HIGHLIGHTS: En búsqueda de combustibles alternativos.....	6
CERAWeek's Global Energy & Gas Day: Escenarios de energía y política.....	7
Análisis: Greenpeace retrasa el proyecto de la nueva generación nuclear británica.....	12
Enfoque: El mercado mundial de productores de uranio concentrado.....	14
Geopolítica: Brasil mueve pieza y acuerda con Bolivia por los gases "nobles".....	16
Con el acuerdo, Brasil contrarresta influencia de Venezuela en Bolivia.....	18
Análisis: Chile, ¿El carbón y el diesel como alternativas al GNL en el norte?.....	20
Brasil: la americana Sempra Energy busca rol protagonista con el etanol.....	22
Caída del ritmo de inversiones en termoeléctricas de América latina.....	23
Cifras y Notas del Sector.....	25

La semana pasada la prestigiosa compañía de investigación Cambridge Energy Research Associates (CERA) realizó su conferencia anual en Houston donde la industria petrolera se reunió para hacer un balance del 2006 y ver las perspectivas de la industria para el presente año. A continuación cuatro notas sobre los más saliente del evento.

CERAWeek's: Aumento del 53% de los grandes proyectos de producción de petróleo y de gas

**"Con los precios de petróleo bajando a 50 dólares antes de rebotar y volver a subir, las empresas se plantean que proyectos llevar a cabo. Hoy las empresas prueban sus proyectos con 40 dólares el barril, comparado con los 20 dólares del 2000.*

**Docenas de trabajadores de IHS en todo el mundo, juntan con regularidad datos de precios desde servicios de ingeniería en Malasia hasta las tuberías del Mar del Norte. Los números están en un producto de software llamado Que\$tor que los clientes de IHS suelen usar para construir sus presupuestos y estimaciones para proyectos.*

Los costos de los grandes proyectos para la producción de petróleo y gas han aumentado más de 53 por ciento en los últimos dos años y no se ve en el futuro una baja de importancia, según un nuevo índice de cotización desarrollado por IHS y Cambridge Energy Research Associates (CERA).

El *Upstream Capital Costs Index* (Índice de Costos de Capital Contracorriente - UCCI) de IHS/CERA, que investiga nueve áreas de costos claves para proyectos marítimos y en tierra firme, subió de 13 a 167 por ciento durante los seis meses que terminaron el 31 de octubre de 2006, comparado con un incremento de más de 17 por ciento en los meses anteriores, sostuvo Richard Ward, señor director de *upstream research* de CERA (Houston Chronicle, 13/2).

Desde el año 2000, el UCCI ha aumentado 67 por ciento -con la mayor parte del incremento ocurrido en los últimos dos años- mientras que el Índice de Precios para la Producción-Mercancías para artículos terminados (excluyendo alimentos y energía) subió apenas 7, 5 por ciento durante el mismo periodo. Es que el auge económico global, liderado por China, creó una demanda de otros bienes y servicios, como el acero, trabajos de ingeniería y construcción, que condujo a mayores precios por esos ítems. Esta "*double bubble*" (doble burbuja) de aumentos de costos es sin precedentes, dijo Ward.

En año pasado, el mayor aumento vino de los costos de leasing de las plataformas de perforación offshore, que subieron un 309.2%. Los contratistas de plataformas esperan ampliar sus flotas en más de 100 en los próximos cuatro años, pero los precios no disminuirán hasta 2009.

Los precios de los buques de instalación de equipos offshore, como las *heavy-lift cranes* que colocan tuberías submarinas, subió 41% el año pasado. Y los precios de ingeniería y de *project management staff* crecieron 23%, a pesar del aumento de los nuevos centros de diseño en Asia y Medio Oriente, donde los costos laborales son más baratos.

Ward sostuvo que *"las empresas ponen cada vez menos dinero en exploración y producción, a pesar de los altos precios de los commodity. Y con el petróleo muy por debajo del record del años pasado de 76.70 dólares -en la semana rondó los 60 dólares- las empresas pueden considerar retrasar, sino cancelar, algunos proyectos"*. Algo que contrasta con los afirmado por Business Week (12/2, en semanas recientes, empresas como Halliburton y Schlumberger, que proporcionan servicios de yacimientos petroleros, equipos y personal a las empresas petroleras, dijeron que esperan una fuerte demanda de productos este año. Al mismo tiempo, las compañías petroleras reconocieron un crecimiento previsto para la exploración, producción y otros gastos.

De todos modos a pesar de la volatilidad de los mercados de petróleo y de gas, la mayor parte de las empresas implicadas en exploración y producción de petróleo dijeron que planean aumentar los gastos de capital de E&P en 2007, de acuerdo con un reciente informe de análisis de Raymond James. *"Como mínimo el promedio del presupuesto de E&P crecerá aproximadamente 5% este año"* (Rigzone, 13/2).

"Este continuo aumento de los costos es central para la planeación estratégica de todas las compañías de energía y para las expectativas de seguridad de suministro en los próximos años de todos los usuarios de energía", dijo el presidente de CERA Daniel Yergin (Business Wire, 14/2).

"Los crecientes costos de capital se alinean al lado de asuntos más generalmente reconocidos como tendencias del mercado mundial, geopolítica, globalización y nuevas tecnologías, en lo más alto de la agenda de la industria energética", dijo Yergin.

"Con los precios de petróleo bajando a 50 dólares antes de rebotar y volver a subir, las empresas se plantean que proyectos llevar a cabo. Hoy las empresas prueban sus proyectos con 40 dólares el barril, comparado con los 20 dólares del 2000" sostiene David Hobbs Managing Director of Global Research de CERA. "Para ponerlo en simple, hoy, 40 dólares son los nuevos 20 dólares" (CERA, Press Releases, 15/2).

Docenas de trabajadores de IHS en todo el mundo, juntan con regularidad datos de precios desde servicios de ingeniería en Malasia hasta las tuberías del Mar del Norte. Los números están en un producto de software llamado Que\$tor que los clientes de IHS suelen usar para construir sus presupuestos y estimaciones para proyectos. Ward y su personal toman los datos y los ajustan para considerar las diferencias entre los ítems, como el equipo wellhead en el Golfo de México versus el equipo offshore en Nigeria.

Por ahora el índice saldrá dos veces al año, en mayo y en noviembre, pero ya existen presiones para que salga cada tres meses.

El índice podría ayudar a las empresas a conseguir un mejor manejo de los costos esperados para los proyectos o ayudar a los que están trabajando en proyectos con gobiernos extranjeros para saber porqué el presupuesto de los gastos se elevaron. Eventualmente, las esperanzas de Ward que el índice sería usado en contratos como una forma automática de provocar nuevas negociaciones o aumento de precios, no serían tan abruptas. "Podría ser provechoso tener este independiente, el índice de una tercero que cada uno podría contemplar como un indicador de gastos totales", dijo Ward.

Nueve fuerzas primordiales responsables de los costos de desarrollo de capital de los proyectos, el acero es el segmento que declinó en los últimos nueve meses, sobre todo porque el precio de acero comenzó a tomar impulso mundialmente antes del reciente aumento de los precios y de la demanda de petróleo.

La mayor parte de los otros- salvo el equipo y los materiales macizos- se concentraban más especialmente en el aspecto comercial de petróleo y del gas y están cerca de alcanzar su capacidad máxima.

-Acero: como el acero de la industria petrolera no representa más que el 2% de la producción total del acero y que la temporada de maquinas para pulverizar (mill runs) especiales son necesarias para obtener la calidad del acero necesario para la industria petrolera, la industria hace frente los precios de punta y una capacidad limitada.

-Plataforma offshore: Un grupo de contratistas de perforación para ampliar sus flotas para producir proyectos de construcción de más de 100 nuevas plataformas durante los próximos cuatro años. Si la demanda continua elevada, la mayoría de las plataformas atenderán el mercado y algunas plataformas adicionales pueden comenzar a construirse. Esto debería aliviar los precios, pero antes de mediados del 2009. Como la perforación justifica del 40% al 50% de los costos de desarrollo, un incremento del 25% de los precios de las plataformas puede producir un aumento del 10% o más del costo total del proyecto.

-Equipos: El mercado de equipos de petróleo y de gas será por un largo tiempo ventajoso. -tales como generadores, compresores, buques, torres e intercambiadores- es muy apretado con plazos de entrega prolongados y precios altos. CERA e IHS estiman que la capacidad actual de 185.000 toneladas/por año y no observan que los vendedores procuran aumentar sus

instalaciones. Las exigencias del control de calidad y reglas locales también limitan el mercado de suministro.

-Obras y fabricación: En competencia con el segmento de la construcción de embarcaciones que prospera actualmente, la fabricación especializada única, la característica de la industria petrolera, se topa con precios altos. Las obras alcanzan actualmente su capacidad y aunque se considera una expansión prevista del 15% antes de 2012, la utilización seguirá elevada así como la demanda de transporte de gas, sobre todo petroleros de GNL.

-Buques de instalación offshore: Los planes, anunciados por las sociedades de instalación de pipelines de aumentar la capacidad del parque actual de 56 buques del 8%, es decir de 3 nuevos buques, no son suficientes para satisfacer la demanda a corto plazo. En 2009, planeamos aumentar por unidad el parque mundial constituido por 26 buques transportadores de *heavy lift crane*, lo que aumentará la capacidad total de levantamiento cerca de 15%. Si la demanda de proyectos de instalación debe ser menos fuerte por la caída de los precios de crudo, los proyectos de desmantelamiento, antes retrasados, corren riesgo de retraso de la capacidad disponible pero a menores precios.

-Design & project management: Aunque los vigorosos esfuerzos hechos para atraer una renovación de talentos y para abrir centro en Asia y en Medio Oriente trajeron un número eventualmente grande de personal en la arena de la concepción, harán falta por lo menos cinco años para que la experiencia de nuevos reclutas alcance el nivel requerido para conducir la tarea de gestión de proyectos e ingeniería. IHS y CERA espera que los costos de concepción y de gestión del proyecto continúen subiendo hasta entonces y que los salarios suplementarios elevados sean necesarios para los especialistas de la gestión de proyectos, de aguas profundas y *subsea*.

CERAWeek's OIL DAY HIGHLIGHTS: Exxon Mobil apuesta a los hidrocarburos, pero deja de negar las razones del cambio climático

"El camino de la seguridad energética no se obtiene intentando aislar a las economías domésticas de las influencias del mercado global", dijo el CEO de Exxon Mobil, Tillerson

"El silencio de la industria petrolera le ha costado un poco de credibilidad sobre la cuestión, entonces las empresas tienen que ayudar a mover la discusión sobre la seguridad energética adelante en un camino pragmático, realista."

Si el tema es el cambio climático o la disminución de la dependencia nacional de las fuentes de energía extranjeras, el CEO de Exxon Mobil, Rex Tillerson, dijo que los *policymakers* necesitan ir con deliberación más que con impulso.

Tillerson reconoció durante su discurso el martes que la temperatura del planeta y los niveles de los gases de efecto invernadero se elevan. Pero sostuvo que la demanda de combustibles fósiles seguirá elevándose, entonces los responsables de formular políticas tienen que "*poner en práctica estrategias sensibles*" dirigiendo el "*climate risk*" sin impedir la habilidad de la industria petrolera de buscar y producir más energía (Business Week, 13/2).

Bajo su antiguo líder, Lee Raymond, Exxon Mobil era un firme escéptico acerca de la relación entre la combustión de los combustibles fósiles y el calentamiento global. La posición de la empresa se ablandó con el mando de Tillerson (International Herald Tribune, 13/2).

"*Mientras nuestro entendimiento de la ciencia sigue desarrollándose y mejorándose, hay todavía mucho que no conocemos y no podemos modelar y predecir el futuro del comportamiento del clima*", dijo Tillerson. El discurso de Tillerson es menos de un mes después que el Inter- governmental Panel on Climate Change, un grupo internacional de científicos, que incluyó algunos de Exxon Mobil, publicaron un informe que dijo que el calentamiento global era "*inequívoco*". El informe también sostuvo que la actividad humana era principalmente responsable de los gases de invernadero, el factor más significativo en el cambio de temperaturas. Tillerson dijo no haber leído el informe, pero que sus conclusiones fueron identificadas como "*de mucha probabilidad*" más que absolutas (Business Week, ídem).

Tillerson también sostuvo que la independencia de energía verdadera para Estados Unidos no es realista. La interdependencia crea relaciones comerciales con otros lugares y refuerza la resistencia del mercado de energía de interrupciones, como los *shutdowns* después de huracanes, sostuvo. "*El camino de la seguridad energética no se obtiene intentando aislar a las economías domésticas de las influencias del mercado global*", dijo Tillerson. "*En cambio hay que resaltar el comercio abierto internacional, mercados competitivos, diversificación de suministro y el refuerzo de la relación entre las naciones productoras y consumidoras*".

En un discurso de la conferencia de CERA hace dos años, el CEO de Chevron, Dave O'Reilly, dijo que la nación necesita políticas que reconozcan su interdependencia de la energía global. "*El desafío es más grande ahora, en particular cuando el presidente Bush instó a reducir la dependencia del crudo de Medio Oriente y con un Congreso comprometido con las cuestiones de energía*" (Houston Chronicle, 13/2).

"*La eficiencia de energía es la forma más barata y más abundante de nueva energía que tenemos*", dijo O'Reilly.

Tillerson también subrayó la postura de Exxon respecto a los biocombustibles y otras fuentes renovables o alternativas de energía que son importantes, aunque los combustibles fósiles seguirán como la fuente principal para satisfacer la creciente demanda global. Incluso aunque los pares de Exxon Mobil inviertan en varias alternativas y renovables -como el etanol- Tillerson sostiene que con lo que se hace más dinero es con el petróleo y el gas natural.

"*Bien, no soy un experto en biocarburantes. No soy un experto en agricultura*", dijo Tillerson, generando risas entre los concurrentes. "*I don't have much technology to add to moonshine.*"

La razón: Exxon Mobil es una empresa de petróleo y petroquímica, y la demanda mundial de sus productos persistirá por décadas. El departamento de Energía de EE.UU. estima que la demanda global de petróleo se elevará a 118 millones de barriles por día para 2030, comparado con los aproximadamente 85 millones del 2006 (IHT, ídem).

Por otra parte, el CEO de Shell, John Hofmeister, destacó la inversión de su empresa en las alternativas, desde la eólica y la solar a la búsqueda de petróleo en las arenas bituminosas y en las rocas.

O'Reilly dijo que conducen el debate energético de hoy en mayor grado perspectivas estrechas y anticuadas, expectativas poco realistas y pensamientos de corto plazo. "*El silencio de la industria petrolera le ha costado un poco de credibilidad sobre la cuestión, entonces las*

empresas tienen que ayudar a mover la discusión sobre la seguridad energética adelante en un camino pragmático, realista" (Houston Chronicle, ídem).

Mientras O'Reilly apoya la inversión en alternativas y renovables, junto a otros CEOs sostiene que el petróleo y el gas natural son las formas más abundantes y económicas de energía sobre la mesa y servirán en un 80% a la demanda de energía global.

CERAWeek's POWER DAY HIGHLIGHTS: En búsqueda de combustibles alternativos

Cambridge Energy Research Associates estima que el cambio climático aumentará las temperaturas de 1.5 grados cada año hasta 2030. Con la legislación inminente, tanto las empresas de generación de electricidad como las empresas productoras de combustible tomarán serios caminos para reducir las emisiones (UPI, 16/2). CERA predijo que 250.000 gigawatts adicionales tendrán que ser añadidos al suministro.

El cambio del clima puede encabezar la agenda para los *policymakers*, pero debería ser mirado como el primero y principal desafío tecnológico, coincidieron varios ejecutivos en Houston. *"La lista actual de tecnologías de generación de electricidad no está preparada para manejar la demanda que proponen las regulaciones de gases de efecto invernadero"*, dijo Jeff Sterba, presidente y CEO del proveedor de gas y electricidad PNM Resources (Houston Chronicle, 14/2).

"Esto significa que la industria y el gobierno necesitan fondos para más investigación para combustibles para plantas eléctricas limpias y formas de limpiar o capturar las emisiones de los gases de efecto invernadero", dijo. *"Si, hay cuestiones políticas, pero es fundamentalmente un desafío tecnológico"* dijo Sterba en la conferencia de CERA en el Westin Galleria.

"Las industria de energía pone actualmente importantes sumas de dinero para las crecientes necesidades de energías del país", dijo Lawrence Makovich, director manager de CERA. *"Cerca de 800 mil millones de dólares están presupuestados para los próximos 15 años"*. Esto incluye 275 mil millones de dólares para nuevas plantas y 50 mil millones de dólares en la renovación de las plantas existentes para reducir emisiones, no incluyendo el dióxido de carbono.

Ejecutivos y analistas dijeron en la conferencia que existe mucha información sobre la tecnología de energías limpias, tanto sus debilidades como sus fuerzas. Eólica y nuclear son atractivas para muchos preocupados por los gases de invernadero porque tiene cero emisiones.

Pero la energía eólica no puede sustituir fuentes de poder existentes bastante rápido, y su producción tiende a ser intermitente, en particular porque los vientos son lentos durante el tiempo calido cuando están los picos de demanda de electricidad, señalaron varios observadores.

"Nos gustaría pensar que la eólica puede ocupar el lugar del flojo carbón, pero usted tendría que construir entre 150.000 y 170.000 nuevas turbinas eólicas, en lugares similares a tierras de siete estados de Rhode Island" John Rice, CEO de GE Infrastructure business, que incluye el negocio de energía eólica. *"Y la construcción nuclear no será fácil considerando la oposición extendida en el país"*, dijo Sterba.

"El secuestro de carbono, el proceso de inyección de emisiones de CO2 de centrales eléctricas bajo tierra para su almacenaje a largo plazo, a menudo es pregonado como una solución para las emisiones de las centrales eléctricas, pero utilidad es mal entendida por muchos", dijo Rob LaCount, director administrativo de CERA. Las empresas petroleras han

estado usándola para mejorar la recuperación de los más viejos yacimientos petroleros por años, pero no a la escala que requerirían para manejar la producción de la central eléctrica. Pasarán años antes que sea confiable como una tecnología que pueda manejar la producción de CO2 de las centrales eléctricas, dijo LaCount.

Los vehículos híbridos "Plug-in" aparecen como una solución prometedora para reducir las emisiones de gases invernaderos de los automóviles, muchos notaron. Thierry Vandal, presidente y CEO de Hydro-Quebec, dijo que este sería una opción extensamente disponible en una década. Pero Jim Press, ejecutivo de Toyota en Estados Unidos sugirió que la tecnología es "todavía prematura".

En el caso de una de las tecnologías de las plantas de carbón conocida como IGCC, que es considerada la tecnología dominante dentro de las limpias, el presidente y CEO de NRG Energy, David Crane cree que las barreras fueron exageradas.

IGCC fue criticado por no estar listo para el prime time porque sus fabricantes no garantizarán el rendimiento del equipo, el proceso no puede manejar la clase de carbón usada en Texas, y es demasiado caro. Pero Crane, cuya empresa posee y opera 25 gigawatts de generación eléctrica, incluyendo plantas alrededor de Houston, descartó dos de las tres afirmaciones como mitos. Mitsubishi estuvo de acuerdo en la performance de la tecnología IGCC que NRG usará en una planta planificada en New York, dijo Crane, y todas las clases de carbón son usadas en las plantas IGCC.

Crane concedió que las instalaciones son todavía más costosas, pero esto es porque cada planta es construida como un *custom project* (un proyecto por encargo) y aún tiene que beneficiarse de las economías de escala.

Mientras, Tim Curran, presidente de la filial norteamericana de Alstom sostuvo que su empresa investiga nuevas tecnologías de carbón limpio. En Europa, Alstom tiene la tecnología de postcombustión, que es un 45% eficiente en la quita del dióxido de carbono, y en Estados Unidos entre 33 y 40% (UPI. ídem).

Muchas de las tecnologías de carbón limpio existentes requieren de gas natural, y para lograr los objetivos agresivos del *clean coal* se requeriría una demanda más alta de gas natural. Dan Mahoney de CERA dijo que la mayor parte del gas tendría que venir de las importaciones de gas natural licuado.

Ver más información en:

<http://www.cera.com/aspx/cda/public1/news/pressReleases/pressReleaseDetails.aspx?CID=8626>

CERAWeek's Global Energy & Gas Day: Escenarios de energía y política

**Los escenarios no significan predicciones exactas de futuros acontecimientos pero son un instrumento para que las empresas y las organizaciones piensen en los riesgos, el cambio y la incertidumbre.*

**El Ministro de Energía, Samuel Bodman sostuvo que "para incrementar el acceso global a los combustibles convencionales, necesitamos climas abiertos a la inversión, marcos reguladores*

estables, adherencia a la vigencia de la ley y precios en base al mercado de recursos energéticos".

**Christophe de Margerie, el nuevo presidente del grupo francés Total defendió las conversaciones entre Rusia, Qatar y Argelia sobre la formación de un cartel de productores de gas. Es equivocado pensar la cooperación entre productores como perjudicial para los consumidores.*

El descarrilamiento del tren presidencial norcoreano prepara el terreno para la reunificación con Corea del Sur. Los líderes políticos y de negocios se concentran en Aspen para declarar el día de la Independencia de Energía. Un complot terrorista lanzado con una "dirty bomb" en una ciudad americana es frustrada, pero el comercio mundial, pero el comercio mundial persistirá alto.

¿Son escenas de una nueva novela política o un thriller de Hollywood? No, es un estudio de más de 400 páginas del Cambridge Energy Research Associates (CERA), la firma de de análisis sobre cuestiones de energía.

En Dawn of a New Age, un informe detallado que compila a una docena de investigadores de casi 70 empresas y organizaciones, CERA presenta tres escenarios que describen el camino que seguirá la economía global y los mercados de energía durante los próximos 25 años.

El informe, completado el año pasado, es el prisma por el cual la mayor parte del trabajo de la firma es proyectado y fue incluido la semana pasada en la Conferencia anual CERAWEEK en Houston.

En el escenario Asian Phoenix, el centro de poder económico y político se desplaza a Asia, liderando a un rápido crecimiento económico, mientras disminuye el predominio de *long-running* de Estados Unidos y Europa.

En Break Point, el alza sostenida de los precios del petróleo condicen a un cambio mundial del crudo como combustible primario de transporte y conducirá al desarrollo de alternativas limpias. Y en Global Fissures, una reacción violenta contra la liberalización del comercio mundial conduce a tendencias proteccionistas y nacionalistas que reducen la marcha del crecimiento económico.

"Los escenarios no significan predicciones exactas de futuros acontecimientos pero son un instrumento para que las empresas y las organizaciones piensen en los riesgos, el cambio y la incertidumbre", dijo el presidente de CERA, Daniel Yergin. *"En energía, cada tres o cuatro años la perspectiva se cambia dramáticamente. Los escenarios dan una forma de evaluar los principales compromisos que usted quiere hacer",* dijo Yergin.

El estudio, que fue hecho público sólo para clientes de CERA, creó una lengua común para ayudar a las empresas a hablar de estas cuestiones, dijo Peter Evans, director de CERA.

Bajo el escenario Asian Phoenix, la posibilidad de reunificación de Corea del Norte y del Sur llega *"con velocidad repentina e inesperada cuando el tren que lleva al presidente norcoreano se descarrila. This is no accident. Más bien es el principio de un golpe realizado por un grupo de generales descontentos con una purga y con el apoyo secreto del sur. Los partidarios del régimen se precipitan en alerta, pero es muy tarde. El arsenal nuclear está asegurado".*

A pesar del drama ocasional, el fundamento del informe es tener mucho datos y análisis, dijo Evans.

Asian Phoenix ve un crecimiento mundial más alto, con el *world gross domestic product* creciendo un 4% cada año hasta 2030, y un crecimiento más alto de la demanda de energía, cerca de 2,3% por año. Los precios de petróleo, ajustados a la inflación serán de 44 dólares el barril. Las emisiones de dióxido de carbono también están en este escenario, porque las economías asiáticas con menor probabilidad conducirán al desarrollo y a la adopción de tecnologías limpias, de acuerdos, según el informe.

Bajo el Break Point, el crecimiento económico es un poco más débil, aproximadamente el 3,9% por año, pero esto incluye un caída en el crecimiento para 2017. Los precios del petróleo alcanzan su punto máximo en aproximadamente 100 dólares el barril, ajustado a la inflación para 2015, antes de caer constantemente debajo de los 40 dólares.

El crecimiento del dióxido de carbono es más lento, en 1,7%, pues los altos precios de petróleo empujaron a tecnologías de innovación y el desarrollo integrado mundial de tecnologías limpias en su crecimiento.

El escenario Global Fissures ve a los growth rates debajo del 2,5% para 2015, y luego una lenta recuperación, con un promedio de sólo el 2,9% cada año. Los precios de crudo caen debajo de los 20 dólares ajustados a la inflación en 2030, en gran parte debido a la demanda inferior, y el crecimiento de las emisiones de dióxido de carbono será más lenta, 1,5% por año.

En todos los escenarios, el carbón sigue siendo la fuente más barata de combustible, y la demanda de crudo disminuye con el reemplazo de otras fuentes.

"Ahora mismo, Washington está (en un escenario) muy Break Point", dijo Yergin. El congreso controlado por los Demócratas puso en su lista a las energías renovables, mientras el presidente Bush pidió que el 15% del combustible de transporte sea de fuentes no petroleras para 2017. La renacionalización de los activos petroleros en Rusia y Venezuela es la tendencia en línea con Global Fissures, como las preocupaciones relacionadas con el terrorismo.

En el marco de la conferencia de energía en Houston, se trató el tema de la renacionalización en algunos países. "(El nacionalismo) *ciertamente está teniendo un impacto en el crecimiento potencial del suministro*," dijo Ed Morse, economista de energía jefe de Lehman Brothers de Nueva York (CNNMoney.com, 15/2). "En *el caso de Venezuela ha sido o una falta de voluntad o una incapacidad para atraer capital para mantener la producción actual, ni hablar de incrementarla*." El ministro de Energía y Petróleo de Venezuela, Rafael Ramírez, ha dicho que el Estado expropiará los yacimientos operados por compañías extranjeras en el Orinoco si no se cumple el plazo de mayo.

"*El punto es que luego de que el país anfitrión dice hagan como les decimos o los echaremos, las compañías petroleras enfrentan la cuestión de conformarse con la mitad de la torta en vez de que con la torta completa del contrato*," dijo Michael Goldberg, un socio de Baker Potts LLP y jefe de su grupo de resolución de disputas internacionales (China Post, 16/2).

La tendencia en Latinoamérica podría contribuir a una declinación total de la producción en el continente americano este año, opuesta a las expectativas previas de un aumento, opinan expertos citados por Reuters (15/2).

Para Ecuador, la estrategia ha conducido a declinaciones de la producción y a una cuenta de 2.000 millones de dólares de la importación de combustible como gasolina porque sus propias refinerías están subutilizadas, dijo René Ortiz, un ex funcionario de la industria petrolera de Ecuador que trabaja ahora en CERA.

Ecuador echó el año pasado a Occidental Petroleum Corp. por acusaciones de que la compañía con sede en Los Ángeles había vendido parte de un bloque sin aprobación. Algunos analistas advierten que el camino actual elegido por Chávez y otros podría tener consecuencias negativas severas en el largo plazo, no sólo para la producción de petróleo, sino también para los países mismos.

"Si los precios caen o incluso permanecen en el nivel actual y continúan en este curso, los países anfitriones no van a ver mucha inversión nueva y pericia en sus países," señaló Goldberg (China Post, ídem). Con los precios altos del petróleo y un amplio campo de competidores extranjeros para proyectos de China e India, algunos prevén un rol menor para las compañías extranjeras.

"Muchas (compañías petroleras nacionales) no necesitan más la ayuda de grandes (compañías petroleras internacionales)," afirmó Leonardo Maugeri, vicepresidente de Eni S.p.A., Rex Tillerson, jefe de Exxon Mobil, discrepó. "La comunidad de compañías petroleras internacionales (...) ha desarrollado una capacidad técnica considerable, un know-how considerable," sostuvo "Ese es el rol que continuaremos jugando en el trabajo mano a mano con las compañías petroleras nacionales, en última instancia para permitir al país a realizar el valor máximo de sus recursos," dijo a Península de Qatar (16/2).

Bodman y un nuevo paradigma de seguridad energética

El secretario de Energía de Estados Unidos, Samuel Bodman, exhorto a todas las naciones del mundo a abrazar "*new paradigm of energy security*" (un nuevo modelo de seguridad energética) que incluya la apertura de los mercados energéticos a la inversión y el comercio (Rigzone, 15/2).

"Para incrementar el acceso global a los combustibles convencionales, necesitamos climas abiertos a la inversión, marcos reguladores estables, adherencia a la vigencia de la ley y precios en base al mercado de recursos energéticos", dijo el funcionario.

"Las medidas para restringir la inversión extranjera e incrementar el alcance de las industrias energéticas manejadas por el Estado, limita el acceso al capital y a la experiencia necesaria para liberar nuevos recursos", indicó. Bodman advirtió que las políticas de intervención estatal en el sector energético "*pueden obtener ventajas a corto plazo, pero a lo largo despoja a esos mismos países de la productividad y la prosperidad*".

El secretario de Energía participó como orador principal en el tercer día de la conferencia. Su discurso se da al tiempo que algunas naciones ricas en recursos energéticos debaten o asumen políticas orientadas a promover la inversión privada para la explotación petrolera y de gas natural.

Bodman dijo que iniciativas nuevas o viejas que buscan controlar el flujo del abasto de energía y evadir el papel de los mercados en la fijación de los precios son contrarias a largo plazo a los intereses tanto de productores como de consumidores.

"La historia ha mostrado que un mercado sin ataduras es una forma más efectiva y eficiente para determinar el precio y asignar recursos en base al abasto y demanda", afirmó.

Para el 2030, el consumo global de energía está proyectado aumentar en un 50% más que en la actualidad, con un 70% procedente de las economías emergentes, dijo Bodman (Houston Chronicle, 15/2).

En un pasaje de la conferencia Bodman se mostró opuesto a la creación de un cartel del gas al estilo de la OPEP. "*Washington ve la idea del cartel del gas como una tentativa de manipular los mercados para arreglar las provisiones. Esta tentativa apenas será beneficiosa para los proveedores en las perspectivas de largo plazo*", advirtió.

El diario económico ruso Kommersant (15/2), poco afín a las políticas del Kremlin, considera que la retórica de Bodman fue probablemente la respuesta a la declaración de Putin hecha en Qatar, que al reunirse con el emir de ese país planteó la idea.

Mientras Christophe de Margerie, el nuevo presidente del grupo francés Total defendió las conversaciones entre Rusia, Qatar y Argelia sobre la formación de un cartel de productores de gas (The Times, 16/2). Margerie dijo que es equivocado pensar la cooperación entre productores como perjudicial para los consumidores.

Entrevistado por el diario londinense, Margerie dijo que *"es siempre extraño ver esto como negativo cuando puede ser positivo y sobre todo en momento en que los costos de producción de petróleo y gas están por las nubes. Necesitamos formas de evitar duplicar la inversión, lo que es, desde mi punto de vista, a favor de los consumidores"*.

Margerie dijo que la OPEP estabilizaba los precios. *"Sé que esto es provocativo, pero insisto que la OPEP, a escala mundial, ha estado haciendo un trabajo sumamente bueno en el cuidado del control de los precios. Sin la OPEP, el precio del crudo sería mucho más alto"*.

Simon Blakey, analista de la industria de CERA, dijo a Houston Chronicle (15/2) que las conversaciones parecen estar más enfocadas a la tentativa de encontrar sinergias operacionales más que micro manejar los precios del gas natural. *"Y las comparaciones con la OPEP son infundadas"*.

Ante los preparativos para buscar el crecimiento de la demanda, según Bodman debemos enfrentar la realidad sobre la situación actual:

*La mayor parte de las economías del mundo son fundamentalmente están base en hidrocarburos.

*Los combustibles fósiles están a menudo localizados en sitios que son geográficamente difíciles de alcanzar y geológicamente difíciles de desarrollar.

*Tenemos una escasez de ingenieros calificados y de personal técnico y equipo para satisfacer la demanda de innovación rápida.

*Aproximadamente dos terceras partes de las reservas de petróleo y gas del mundo están en países que proporcionan acceso limitado o completamente cerrado a la inversión extranjera. Las compañías petroleras nacionales poseen el 50% de las reservas mundiales probadas de petróleo.

*Y vemos casos crecientes de manipulación de hidrocarburos en países con importantes recursos, incluyendo:

-Limitado acceso a los recursos para la comercialización

-Renegociación de contratos o expropiación de activos.

-renacionalización de activos.

-Cortes de suministro.

-Subvención de productos petroleros.

-Concentración en discusiones sobre nuevos esfuerzos colectivos para controlar las provisiones de energía.

-Sabemos que las interrupciones en el suministro global pueden dañar a los países desarrollados y en vías de desarrollo por igual.

-Y desde luego debemos tratar con realidad el cambio de clima global.

Análisis: Greenpeace retrasa el proyecto de la nueva generación nuclear británica

**La decisión será una tardanza y una vergüenza para el gobierno, pero no necesariamente un impedimento serio a sus ambiciones nucleares.*

**El affaire Greenpeace ocurrió un día después que British Energy abriera la puerta a un vínculo con private equity para llamar a inversores externos a ayuda a financiar su inversión prevista en el Reino Unido de 30 mil millones de libras del programa nuclear*

Una primera lectura del británico The Guardian (16/2) es bastante surrealista "La organización ecologista Greenpeace obtuvo una victoria legal que obligará al Gobierno británico a replantearse su plan para la construcción de nuevas plantas de energía nuclear en el Reino Unido". El Tribunal Superior de Londres apoyó los argumentos de la ONG al dictar que el proceso de consultas emprendido por el Ejecutivo en enero de 2006, antes de pronunciarse a favor de ese tipo de energía, fue "seriously flawed" y "procedurally unfair" (seriamente defectuoso e injusto) (The Times, 16/2).

El fallo del tribunal, que puede ser recurrido, significa que el Gobierno de Tony Blair deberá volver a abrir un proceso de consultas al final del cual tendrá que definir su posición sobre el futuro energético del Reino Unido.

Tras concluir el periodo de consultas inicial, el Ejecutivo laborista elaboró un informe titulado "El Desafío Energético" en el que manifestaba su opinión de que unas "nuevas estaciones de energía nuclear harían una contribución significativa" a sus objetivos energéticos que, entre otras cosas, incluyen la reducción de las emisiones de carbono.

Al presentar su petición de revisión judicial del proceso, Greenpeace alegó ante el juez que éste no había satisfecho la promesa gubernamental de garantizar "una amplia consulta pública". La organización argumentó que el texto sometido a consulta carecía de propuestas claras e información relevante en asuntos fundamentales como los costos de construcción de nuevas plantas nucleares o cómo se desecharían los residuos radiactivos. El tribunal apoyó estas alegaciones y añadió que la información sobre residuos "no sólo era inadecuada sino también engañosa" (The Guardian, 15/2).

El ministro de Comercio e Industria, Alistair Darling, respondió a la acusación diciendo que el proceso de debate y el informe eran sólo una parte de un procedimiento más largo que garantizaría la plena consulta. Tras el fallo del juez, el Gobierno "deberá volver al punto de partida y analizar cómo satisfacer nuestras necesidades energéticas y reducir las emisiones de carbono", señaló una portavoz de Greenpeace, Emma Gibson. "Eso no va a ser posible a través de la energía nuclear sino con una actualización de nuestro sistema energético y aumentando el uso de energías renovables", agregó Gibson (Evening Times On Line, 15/2).

En 2003, el propio Gobierno reconoció que la opción de la energía nuclear era "poco atractiva" y habría que emprender "una consulta pública lo más amplia posible" antes de poder tomar una decisión sobre la hipotética construcción de nuevas plantas nucleares. El juez del Tribunal Supremo dijo que "algo ha ido radicalmente mal" en el manejo del proceso.

Según el Gobierno, sus propuestas de desarrollo energético, que debe concretar el mes próximo y que incluyen la construcción de una nueva generación de instalaciones nucleares, reducirán las emisiones de carbono de 19 a 25 millones de toneladas para el 2020.

The Times sostiene que el aumento de la capacidad nuclear es crucial para los requerimientos de energía del Reino Unido, con el desmantelamiento de las instalaciones existentes y el crecimiento de la demanda de combustible para electricidad. "*La mayor parte de las instalaciones nucleares del Reino Unido serán desmanteladas durante las dos próximas décadas. Además el Reino Unido afronta una caída en el suministro de las centrales a carbón*".

Mientras, Christopher Adams, corresponsal político de Financial Times (*Minsters seek to hurry nuclear consultation, 15/2*, en adelante FT) sostiene que el riesgo ahora del señor Blair, que quiere mantener la participación nuclear en el mix energético después de 2020 para disminuir las emisiones de carbono y reducir la dependencia del gas importado, consiste en que la protesta hará que el planeado almacenaje y el *burial deep underground* para los desechos nucleares descarrile sus reformas. Los ministros planean ofrecer ciudades e incentivos a pueblos para recibir los vertederos de residuos radioactivos, pero hay pocas evidencias sobre alguna aceptación al respecto.

Philip Webster, editor político del londinense The Times (15/2) dijo que la decisión será una tardanza y una vergüenza para el gobierno, pero no necesariamente un impedimento serio a sus ambiciones nucleares. The Guardian va sobre esta última afirmación sosteniendo que el gobierno deberá hacer otra vez una consulta sobre las propuestas. El mismo rotativo británico luego se pregunta ¿cual es el daño político? Alto. La decisión refuerza ampliamente el punto de vista de que el gobierno había decidido antes de la consulta pública sobre la potencia nuclear. El fallo sugiere que el ejercicio de la consulta fue falso. Los Conservadores dijeron que el gobierno fue *fundamentally deceitful* (fundamentalmente mentiroso).

Las "Reactor-building democracies, desde Francia a Estados Unidos, tienen una fuerte conducción al explicar los argumentos de la potencia nuclear y dirigirse a la preocupaciones sobre salud y seguridad, incluyendo el destino de los desechos radioactivos (FT, ídem).

La Confederación de Industria británica (CBI, por sus siglas en inglés), el grupo más grande de negocios del país, dijo a Bloomberg (15/2) que el gobierno no podía permitirse más tardanzas a su revisión de la política energética. "*Las tardanzas del gobierno para dar un clear framework a los potenciales inversionistas es un riesgo que causaría una escasez de energía que podría costar a nuestra dear economía*", dijo el Director General de CBI, Richard Lambert.

"*Construir una central nuclear siempre tarda mucho tiempo y con esta decisión se retrasará considerablemente*", dijo a Reuters UK (15/2) Ian Arbon, que encabeza el grupo de energía y medioambiente del Institution of Mechanical Engineers.

En la comunidad científica británica, el Dr. Jeremy Leggett, jefe ejecutivo de Solar Century and Charterhouse Fellow in Solar Energy de la Oxford University Environmental Change Institute, describió el jueves en The Financial Times (15/2) como "*una sorprendente derrota para la industria nuclear*" pero "*una victoria para el sentido común*". "*Independientemente del resultado del Tribunal Supremo y de lo que se piensa de las cuestiones de seguridad y garantía, la potencia nuclear no puede ser desplegada lo suficientemente rápido para ayudarnos, considerando los problemas de energía que tenemos*", comentó.

El affaire Greenpeace ocurrió un día después que British Energy abriera la puerta a un vínculo con *private equity* para llamar a inversores externos a ayuda a financiar su inversión prevista en el Reino Unido de 30 mil millones de libras del programa nuclear (The Independent, 14/2). Un número de empresas en el lobby nuclear han argumentado que las mejoras tecnológicas hacen posible construir nuevas centrales sin el recurso de finanzas o subsidios gubernamentales (The Independent, 16/2). El analista del diario británico Jeremy Warner considera sin embargo, que parece dudoso que cualquiera de esas compañías emprendería tal inversión sin la resolución del tema de los desechos radioactivos. "*Esto puede requerir la*

identificación de una locación y la disposición de un programa para la construcción de los depósitos profundos".

Y mientras la industria podría estar preparada para construir sin el subsidio directo del gobierno, casi seguramente requeriría del apoyo alternativo de la subvención del mercado, que, por los contratos a largo plazo, garantizaría a los *takers* por su electricidad a precios fijos.

EDF, E.ON, Iberdrola y RWE, los *utilities groups* europeos, y Areva, el grupo nuclear francés, están interesados en ingresar al mercado nuclear británico, aunque todavía no quede claro si desean hacerlo con British Energy o por separado (The Times, 14/2). Fuentes de la City afirmaron que los grupos de private equity estaban probablemente interesados en la creación de un consorcio más que un socio solo.

En un editorial de jueves FT (*UK must win public acceptance for new reactors*, 15/2) sostiene que la nueva generación de reactores nucleares será la primera en Gran Bretaña en ser construidas y manejadas por el sector privado. Para que este desafío se lleve adelante, las empresas y los bancos necesitan estar seguros que existen aceptación pública y alguna certeza política. En el manejo apurado de la consulta, el gobierno hizo que esto sea difícil de alcanzar.

Enfoque: El mercado mundial de productores de uranio concentrado

**Uranium One y UrAsia, dos mineras canadienses se fusionaron y formarán una empresa de 5 mil millones de dólares.*

**El reporte trimestral de materias primas del Toronto-Dominion Bank (TDB) de Canadá, anticipa que el mineral alcanzará los 90 dólares a finales de 2007 porque la oferta en el mercado mundial es inferior a la demanda*

La propiedad de los recursos de uranio se estrechará con la fusión planeada de Uranium One y UrAsia, dos mineras canadienses que formarán una empresa de 5 mil millones de dólares. El negocio de fusión, con una producción anual de 7 millones de libras de óxido de uranio, tendrá un lugar en el London Stock Exchange y quedará en el segundo lugar a escala mundial detrás del a minera de uranio canadiense Cameco, la más grande por valor de mercado, con aproximadamente 13 mil millones de dólares (The Times, 13/2). La empresa combinada tendrá un recurso total de aproximadamente 400 millones de libras de uranio.

El mercado del uranio es pequeño y opaco, en el que algunas compañías mineras y aproximadamente de 30 a 40 utility negocian contratos de suministro de hasta cinco años. Cinco países dominan el mercado. Australia con un cuarto del suministro es el más grande, seguido por Kazajstán con 17%, Canadá con el 9% y Estados Unidos y Sudáfrica, cada uno con 7% de los recursos conocidos. El uranio, un mineral no metálico usado como combustible para los reactores nucleares, ha visto multiplicar su precio y este sector minero, pequeño relativamente al de los minerales metálicos, se ha convertido en un magneto de capitales bursátiles.

Un nuevo informe de Ernst & Young mostró que el uranio representa el 10% de su índice minero comparado con el 1% de hace 12 meses, subrayando el camino del sector de minerales para obtener dinero en el London's junior stock market (The Guardian, 13/2).

El precio de la libra de uranio se multiplicó por diez en los últimos seis años, pero el gran salto se produjo entre el 2003 y 2007, cuando pasó de 10 a 75 dólares. El reporte trimestral de materias primas del Toronto-Dominion Bank (TDB) de Canadá, anticipa que el mineral alcanzará los 90 dólares a finales de 2007 porque la oferta en el mercado mundial es inferior a la demanda (Bloomberg, 13/2).

Parte del aumento se debe a la inundación que afecta el desarrollo de una importante mina de uranio de la firma Cameco Corp. en Cigar Lake, Saskatchewan, el mayor depósito mundial de uranio de grado U308. Esta mina debía entrar en operación en 2008 y abastecer una sexta parte del mercado mundial de uranio, pero en octubre pasado se inundó y todo indica que entrará en producción varios años después de la fecha prevista.

A esto se agrega que el desarrollo de las minas de uranio es lento y el procesamiento del mineral bruto para llegar al "*pastel amarillo*" es complejo.

Es en este contexto que el consejo de administración de UrAsia aceptó la oferta de Uranium One para crear una empresa "*globalmente diversificada*" y atractiva para los inversores, según Neal Froneman, gerente general de Uranium One.

UrAsia tiene tres proyectos de minas en Kazajstán, una en producción y otras dos esperan entrar en operación a mediados de este año (Toronto Star, 13/2). "*Para UrAsia, el acuerdo entra en un ambiente menos aventurado*", dijo el analista minero de Imara SP Reid, Steve Meintjes. "*Los accionistas de Uranium One, tendrán que asegurarse que los minerals rights son seguros en Kazajstán*", dijo Meintjes.

Pero los ejecutivos de UrAsia dijeron que Kazajstán es un país estable que anima la inversión extranjera. "*Pensamos que somos bastante prudentes en este sentido*", dijo Phillip Shirvington, presidente de UrAsia (The Vancouver Sun, 13/2).

Uranium One tiene sedes en Toronto y Johannesburgo, Sudáfrica. La producción estimada de la compañía fusionada será de siete millones de libras anuales de uranio a partir de yacimientos en Kazajstán, Sudáfrica, Australia, Canadá y Estados Unidos.

El desarrollo del mercado del uranio depende de si se concretan los proyectos de construcción -en varios países- de nuevas centrales nucleares para generar electricidad. Froneman espera que el precio del uranio aumente aún más y sugiere que el precio de transacción spot de 75 dólares subestima el verdadero precio en el que serán realizados los acuerdos. "*Mi opinión es que (el precio) estará alrededor de 80 dólares*", sostuvo. "*El suministro es limitado*" (The Times, ídem). Mientras el director de finanzas de Uranium One, Jean Nortier contradijo en una reunión con periodistas en Johannesburgo, los asertos de Froneman: "*Nosotros vemos de 50 a 70 dólares como un precio sostenible a largo plazo (...) En esos precios, todavía tenemos márgenes buenos*" (Bloomberg, ídem).

El alza de precio no afecta al uranio en tanto que combustible, ya que económicamente es un factor muy marginal en el costo total de la construcción y operación de un reactor nuclear.

Para el analista Brian Mok de Rearch Capital Corp de Toronto son buenas noticias para la industria minera canadiense, que fue foco de una manía de fusiones en los últimos años justamente por metales, como el uranio (Toronto Star, ídem). "*La consolidación era inevitable en el sector del uranio ya que es sumamente fragmentado. Hay un puñado de productores ahora. Esto es probablemente uno de unos cuantos (anuncios de fusión) que en un futuro próximo se desarrollarán*".

Canadá explota minas de uranio en Saskatchewan y Ontario desde hace unos 65 años, cuando fueron desarrolladas por el Estado canadiense para abastecer al programa de armas atómicas de Estados Unidos. A los precios actuales, las reservas probadas de uranio en Canadá

tienen un valor de 85 mil millones de dólares, según estimaciones de la industria (Globe and Mail, 14/2).

Geopolítica: Brasil mueve pieza y acuerda con Bolivia por los gases “nobles”

*El acuerdo aceptado por Brasil para pagar más a Bolivia por su gas natural, es parte de una estrategia más amplia para mostrar liderazgo regional y construir una esfera de influencia en Sudamérica

El presidente de Bolivia, Evo Morales, arrancó de Brasil un “reajuste disfrazado” para el precio del gas natural que vende a Petrobras. En la teoría, el precio de US\$ 4,20 pagado por Brasil por millón de BTU, previsto en el contrato, no fue alterado. En la práctica, Brasil pagará más. Por la regla anunciada por los dos gobiernos, Petrobras debe acarrear con un adicional – estimado por las cotizaciones internacionales- por los componentes más nobles contenidos en el gas, pues el producto llega a Brasil con un poder energético, mayor que de un determinado límite (Estado do Sao Paulo, 16/2).

Según estimaciones de la consultora Gas Energy, el propano y el butano están cotizados en el mercado internacional a 12 dólares por millón de BTU, mientras el gas natural boliviano es vendido a Petrobras por 4,20 dólares. O sea, si decide no separar las partes nobles del gas, Petrobras perderá cerca de 8 dólares por cada millón de BTU de propano, por ejemplo, vendido junto al gas natural en el mercado brasileño.

Según fuentes diplomáticas, la decisión de ceder en las negociaciones con Bolivia partió del propio presidente Lula. El ministro de Minas y Energía, Silas Rondeau, admitió que el acuerdo, firmado después de varios meses en que las autoridades brasileñas se declararon contrarias a cualquier aumento, tiene un componente geopolítico. *“Teníamos que llegar a una fórmula. Bolivia es un país que tiene la mayor frontera con Brasil y no sería interesante que hubiera problemas internos en el país”* (Folha On Line, 16/2).

Lo mismo no ocurrirá con el reajuste del precio del gas enviado a la planta termoeléctrica Gobernador Mário Covas, en Cuiabá, de Pantanal Energía. Considerado extremadamente desfasado, el valor fue corregido de 1,19 dólares por millón de BTU a 4,20. El reajuste rendirá 44 millones de dólares anuales de más para Bolivia. Tanto la térmica como el gasoducto que transporta el combustible son privados, pero Rondeau dijo que el gobierno se vio obligado a interferir en las negociaciones para garantizar el abastecimiento de Mato Grosso, que depende del gas boliviano y podría tener el producto cortado. Furnas compra la energía de la planta y va a pasar el aumento a los consumidores (Valor, 16/2).

Según el ministro, el aumento será del 0,2% para cada una de las 34 distribuidoras conectadas al sistema interligado brasileño. El aumento no será inmediato; ocurrirá en el aniversario contractual de cada distribuidora, cuando haya reajuste tarifario. Una cuenta de 100 reales, por ejemplo, pasará a 100,20 reales. Rondeau garantizó que ni Shell ni Furnas serán perjudicadas y negó ruptura de contrato en ese caso. *“Lo que había era un desequilibrio económico-financiero”*.

El acuerdo aceptado por Brasil para pagar más a Bolivia por su gas natural, es parte de una estrategia más amplia para mostrar liderazgo regional y construir una esfera de influencia en Sudamérica, dijeron analistas a El Deber (16/2).

El acuerdo con Evo conlleva el compromiso del gobierno de Lula de sacar del cajón el proyecto de construcción de un polo gas-químico en la frontera entre Mato Grosso do Sul y Santa Cruz de La Sierra, estimado en 3 mil millones de dólares, con financiamiento oficial brasileño. Fue acertada la construcción de una usina de biodiesel en Santa Cruz de La Sierra. El costo será de 50 millones dólares, pero no hay candidatos para hacer avanzar el proyecto.

El acuerdo toma en cuenta que el volumen diario de 26 millones de BTU importado por Petrobras de Bolivia no engloba al metano, gas requerido para las termoeléctricas y por las calderas de las industrias. También son transportados, en ese conjunto, componentes más nobles, como etano, gas licuado de petróleo (butano e propano, que forman el gas de cocina) y la gasolina natural, que tiene poder calorífico superior a las 8.900 kilocalorías por metro cúbico y es usada como materia prima en la industria petroquímica. Esta gasolina fluye en la corriente de gas que se exporta a Brasil a través del GSA (gas sales agreement- acuerdos de venta de gas).

Según Rondeau, el acuerdo no afectará el precio del metano, que continuará con la fórmula prevista en el contrato firmado en los 90 (ajustes trimestrales). Los gases más nobles pasarán a seguir la cotización diario del mercado internacional. El Cronista Comercial (16/2) informó que Brasil pagará un monto adicional considerando el valor calorífico. Este adicional resultará de una compleja fórmula entre los gobiernos, a partir de la desagregación de los gases que componen el gas natural.

La composición del gas natural es: Gas Licuado de Petróleo (GLP), 2,7%; etano 6%, y 0,3% de gases pentanos, exanos y gasolinas condensadas o naturales. Es decir que sobre este 9% es que Brasil aceptó pagar una especie de premio o reconocimiento que con anterioridad era entregado de manera gratuita, además, porque Bolivia carece de infraestructura necesaria para proceder a la desagregación de estos gases ricos y que comprenden una especie de valor agregado del energético.

Como el contrato dice que Bolivia debe suministrar del insumo con 9.200 kilocalorías por metro cúbico, o sea, la estatal brasileña siempre tendrá que erogar un gasto adicional por la fracción excedente. El justificativo para ese límite es que las actuales máquinas están calibradas para trabajar con un mínimo de esa cantidad (El Diario, 16/2). Aunque el nivel mínimo establecido en el contrato de provisión a los estados de San Pablo, Paraná, Santa Catarina y Rio Grande do Sul es 9.200 kilocalorías por metro cúbico, la cotización internacional recaerá sobre al menos 300 kilocalorías por metro cúbico.

En abierta contradicción con los postulados de la política petrolera del actual gobierno, plasmados en la Ley 3.058 de Hidrocarburos, continuará la exportación de materias primas, es decir los gases ricos (etano, butano y propano) y los condensados (pentano y hexano), aunque la compensación adicional sea a precios internacionales (El Diario, 17/2). Según analistas consultados por el matutino, ese hecho constituye y ratifica una constante que se ha venido dando en el Gabinete del presidente Morales Aima, el cual es mantener el patrón primario exportador de materias primas.

"Porque los gases ricos y los condensados, son –inequívocamente, materia prima para la industrialización, pero ahora, la política del MAS da un giro y los venderá a 'precios internacionales' a Brasil; ante la ausencia de infraestructura para extraerlos", manifiesta la fuente consultada. Agrega que de esa manera, el resultado es uno solo, es decir, "Bolivia seguirá exportando materia prima, imposibilitando la industrialización de esos componentes ricos y la generación de valor agregado en territorio boliviano en abierta contradicción con los mismos postulados de política petrolera con los que el propio Gobierno y el MAS y sus expertos vienen insistiendo desde hace tres años".

La expectativa es que esa nueva forma de comercialización ingrese en rigor a partir del 15 de marzo, plazo estimado para que los protocolos tengan el respaldo legal correspondiente.

El aprovechamiento económico de los gases nobles depende de la construcción de una separadora de gases para Petrobras. "Ese gas más rico tiene valor de mercado" afirmó el presidente de la compañía, Sérgio Gabrielli.

Otro punto pendiente que Brasil espera de Bolivia es un esclarecimiento sobre dos resoluciones ministeriales publicadas recientemente, que establecen la prioridad del mercado interno boliviano en el abastecimiento de gas. El gobierno brasileño teme que eso pueda afectar el suministro a Brasil (O Globo, 16/2).

El analista político Andrés Tórrez consideró en La Razón (16/2) que *"el Ejecutivo (boliviano) está manejando los tiempos con habilidad y, sobre todo, aprovechando los momentos propicios para poder negociar mejores condiciones para el país"*.

Según Tórrez, es importante destacar que para el éxito de las negociaciones que encaró Morales también influyeron las condiciones favorables, económicas y políticas, de los países vecinos. Mientras para el analista, Carlos Cordero fueron tres los factores que influyeron para que el gobierno de Evo Morales consiga resultados favorables en sus negociaciones. *"Hay una voluntad política distinta, hay objetivo distintos respecto a cuál es el rol del Estado, en la propiedad, en la forma de distribución de la riqueza y hay un apoyo social distinto; es decir que lo que este gobierno hace está soportado socialmente"*. *"A eso se suma –acotó Cordero– que existe un manejo comunicacional que hace que se genere una mejor imagen para el Ejecutivo de lo que en realidad es"*.

El acuerdo refleja dos objetivos de la política exterior de Brasil. Uno, es defender los intereses económicos de sus compañías multinacionales emergentes, como la gigante petrolera estatal Petrobras, la inversión más grande en la industria gasífera boliviana.

El otro objetivo, es insertar a nacionalistas como Morales en una alianza de naciones sudamericanas de tendencia izquierdista, liderada por Brasil, considerada como un contrapeso a los intereses estadounidenses.

"Bolivia es un escaparate para Brasil. Necesita controlar a un radical en su propio patio trasero, para sus propios intereses económicos y para mostrar su liderazgo" opinó José Flavio Saraiva, un analista en relaciones internacionales de la Universidad de Brasilia (El Deber, 16/2).

Con el acuerdo, Brasil contrarresta influencia de Venezuela en Bolivia

El acuerdo anunciado entre los gobiernos puede haber quitado el proyecto de industrialización del gas natural boliviano de las manos de la estatal venezolana PDVSA y colocado en manos de Braskem, empresa del grupo Odebrecht. PDVSA y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) anunciaron, en el final del año pasado, un proyecto para extraer del gas vendido a Brasil en fracciones nobles.

La perspectiva es que la estatal brasileña finalmente construya la unidad de procesamiento para la extracción de fracciones del gas. El proyecto es la semilla para la construcción del polo gas-químico. Creando con eso, una base de montaje de la industria petroquímica, proyecto que tendría la participación de Braskem y cuya localización es Corumbá (MS).

Braskem estuvo siempre interesada en utilizar el etano presente en el gas boliviano para la producción de polietileno, una de las resinas de producción de plástico más consumida en el mundo. Además la petroquímica, el negocio se realizaría en asociación con Petroquisa, brazo petroquímico de Petrobras. Las estimativas indican que el proyecto puede tener cerca de 1,2 mil millones de ingresos anuales.

La conclusión sobre el tema del polo gas-químico será analizada en estudios más amplios, con una revalidación del mercado internacional de plásticos y resinas.

"Al aceptar suscribir un aditivo al contrato en vigor, en el cual admite pagar más por esas fracciones nobles, es de suponerse que el proyecto brasileño de un polo gasoquímico en la frontera se ha hecho viable" evaluó Adriano Pires, director del Centro Brasileiro de Infra-Estrutura (CBIE).

Para Pires, aún quedan dudas si la creación de las dos categorías de productos en el gas boliviano (de mayor y menor valor) no afecta a los consumidores de gas en Mato Grosso do Sul, San Pablo y en los Estados del Sur. Saturnino Sérgio da Silva, vicepresidente y director de Infraestructura de la Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Fiesp), afirmó que las condiciones previstas en los contratos de compraventa de gas natural no se alteran con el acuerdo anunciado. *"Petrobras y el Ministerio de Minas y Energía aseguraron que el modelo de reajuste trimestral con base en una cesta de tres óleos combustibles se mantiene"*.

La retirada de las fracciones nobles del gas (ahora pagadas aparte) no afecta al sector. "La capacidad calorífica del combustible prevista en el contrato será mantenido (...) El sector industrial consideró bueno el acuerdo y cree que, aseguradas esas condiciones, las inversiones en consumo de gas pueden volver", dijo Silva. Sin la crisis boliviana y con la producción en Brasil, el consumo podría crecer 20 millones de metros cúbicos por día. "Es el consumo que está represado", calcula Silva.

Puntos principales:

Gas: Bolivia consiguió elevar el precio del gas suministrado a Brasil. Los gases Nobles exportados pasarán a seguir la cotización internacional. Bolivia espera recibir 144 millones de dólares más. En ese marco, ingresarán más 44 millones de dólares por la venta del energético a Cuiabá y 100 millones por los componentes del gas húmedo.

Polo: Petrobras acordó retomar sus proyectos de construcción de un polo gas-químico en la frontera de los dos países, en asociación con Braskem. Una inversión que ronda los 3 mil millones de dólares.

Biodiesel: Brasil debe instalar en Bolivia una planta de biodiesel, a partir de la soja, que costará 50 millones de dólares. La medida debe beneficiar a los "sojeiros" brasileños, que estaban amenazados por la reforma agraria de Evo.

Aftosa: Brasil va a enviar misiones técnicas para ayudar en la mejoría de los controles sanitarios y fitosanitarios y donar 3 millones de vacunos a Bolivia, como medio de evitar el esparcimiento de la enfermedad en Brasil.

Infraestructura: Brasil prometió estudiar la construcción de una planta hidroeléctrica binacional en el Río Madeira en la frontera, de un puente entre los dos países y de una carretera que conectará La Paz al Norte de Brasil.

Análisis: Chile, ¿El carbón y el diesel como alternativas al GNL en el norte?

**Según la Comisión Nacional de Energía (CNE), hacia el 2009 el GNL costará 7,7 dólares el millón de BTU y sólo bajará de precio a 6 dólares para 2012. La autoridad energética, que en su informe de precios de octubre pasado recomienda usar GNL de aquí al 2016, prevé la construcción de seis centrales (cinco a carbón y otra a diesel), que le darían al sistema 1.050 megawatts (MW), pero tras invertir más de 1.500 millones de dólares.*

Juntas producen en Chile casi un cuarto del cobre del mundo y ganaron unos 17 mil millones de dólares en 2006. Pero este grupo de cuatro mineras –Codelco, BHP Billiton, Collahuasi y Phelps Dodge- tan poderosas que se les llama el G-4, no se han podido poner de acuerdo en sacar adelante el proyecto para llevar gas natural licuado al norte, poniendo así en riesgo la iniciativa.

A casi 10 meses de que la idea de buscar suministros alternativos fuera lanzada para enfrentar la escasez crítica del hidrocarburo procedente de Argentina, Codelco, que al igual que Enap en la zona central tomó el liderazgo de la iniciativa, no ha podido convencer a sus pares.

BHP Billiton estudia con pinzas el proyecto, que contempla opciones como construir una planta de regasificación de gas natural licuado en la II región para abastecerse con barcos de GNL. La minera sólo se sumará si los números dan. Collahuasi, ahora ligada a Xstrata, dijo que sólo “acordó participar en el estudio de ingeniería inicial exclusivamente”, lo que no significa que la empresa vaya necesariamente a participar en la construcción de una eventual planta. Phelps Dodge mantiene el silencio y sus pares dicen que la canadiense “no está muy entusiasmada”.

Codelco, mientras tanto, sigue trabajando. En febrero tuvo jornadas maratónicas, se reunió con representantes de mineras para analizar una carta de intenciones con las mineras y proveedores. Pero aún así no hay luz verde.

El Norte Grande opera un sistema eléctrico distinto al del resto de Chile. Va de Arica a Taltal, se llama SING y ahí los clientes más importantes son las mineras, que no tienen tarifas reguladas –son “clientes libres”- y que contratan el suministro a eléctricas, como las plantas de GasAtacama y las centrales de Edelnor y Electroandina, que se abastecen de gas natural como insumo base.

Por ello no basta con articular un acuerdo sólo entre el G-4. Para colmo, si hay retrasos en tomar las definiciones necesarias para traer gas que abastezca a las eléctricas nortinas, por ahora no se ve un plazo claro. “Este es un proyecto en que se está evaluando todo: retornos, riesgos, costos. Aún no está tomada la decisión de hacer el proyecto”, explica un alto ejecutivo de la minera estatal.

Esta determinación vendría hacia junio o julio, acotan en Codelco, ya que el escenario es complejo. Hay que estudiar si hay posibilidades de conseguir GNL en el mundo, ver las alternativas energéticas y cómo evolucionarán los precios del diesel y el carbón; prever qué va a pasar con los cortes desde Argentina y si este país tendrá más gas de Bolivia de manera que se alivie la estrechez de su mercado gasífero. Por último, las mineras deben establecer el costo de un proyecto así.

"Incluso es probable que el proyecto no se haga", dice el consultor energético Francisco Aguirre. "Por lo menos, no creo que haremos una planta de GNL como la que lidera ENAP en la zona central", estima un alto gerente de una de las involucradas. *"Puede que optemos por traer sólo barcos con GNL y por poco tiempo"*, añade. Esta opción –denominada *fast track*– ya tiene un suministrador: la europea Suez, que ofreció desviar barcos con gas desde Estados Unidos.

El problema es que el tiempo corre. Cada vez hay menos gas desde Argentina. De los dos gasoductos del Norte Grande, el menos afectado es Norandino –que abastece las eléctricas Edelnor y Electroandina, de Codelco y Suez, pero enfrenta un recorte promedio de 40%. En GasAtacama la situación es más crítica, ya que por muchas semanas no le ha llegado ni una molécula del energético argentino.

La lógica de las mineras

"Las mineras están actuando con estricta racionalidad económica" opina Francisco Aguirre. Estas empresas necesitan GNL sólo por algunos años. En concreto, de aquí al 2009 o 2010, cuando entren en operación varias centrales a carbón.

"Por ello las mineras no se quieren "amarrar" con una planta de GNL, cuya inversión puede superar los 400 millones de dólares y con un gas natural licuado, que si bien es más bajo que el diesel y el carbón, es caro y cuya disponibilidad no está asegurada", comenta Aguirre. Esta percepción es compartida por al menos dos de las cuatro mineras del G-4 y otra compañía del sector energético que opera en la zona norte.

Según la Comisión Nacional de Energía (CNE), hacia el 2009 el GNL costará 7,7 dólares el millón de BTU y sólo bajará de precio a 6 dólares para 2012. La autoridad energética, que en su informe de precios de octubre pasado recomienda usar GNL de aquí al 2016, prevé la construcción de seis centrales (cinco a carbón y otra a diesel), que le darían al sistema 1.050 megawatts (MW), pero tras invertir más de 1.500 millones de dólares.

Pero hay otro factor en la negociación. Las mineras no quieren pagar solas la inversión de esa envergadura y buscan que las eléctricas –Edelnor, Electroandina y GasAtacama, que opera varias centrales productoras de energía– sean socias en el proyecto. "No quieren que existan free riders, es decir, empresas que se benefician a nivel global sin compartir los riesgos", explica Aguirre.

Si los riesgos en Chile ya son grandes, a nivel internacional son inmanejables. "Nadie sabe que pasará en Bolivia", explica un ejecutivo energético. "Tampoco nadie sabe que ocurrirá en Argentina, salvo que cada vez habrá menos gas", comenta Aguirre. Según los modelos matemáticos de la autoridad, este año GasAtacama no dispondrá de gas de Argentina entre enero y abril, luego tendrá sólo 15 días cada mes.

En el 2008, Argentina le enviará hidrocarburo unos 56 días en todo el año. Para el gasoducto Norandino, el escenario es mejor, pero se deteriora drásticamente en el 2008. "De ahí en adelante, mejor confiar en Dios, porque ni Kirchner, ni Evo nos salvarán" dice el ejecutivo de una empresa energética. El consultor argentino Charles Massano coincide con esta opinión, ya que a su juicio existe incertidumbre sobre el suministro tanto de Argentina como de Bolivia.

Un poco más claro es lo que ocurrirá con el precio del carbón y el petróleo. Según la CNE, el primero de estos energéticos bajará levemente de precio este año y se transará a 72,8 dólares la tonelada, pero subirá en los años siguientes. Para el crudo la situación es mejor (supersic), ya que el barril –que este año ha bajado en 2,7% y ya está en 59,39 dólares continuará reduciendo su valor de manera sustantiva.

Debido a esto es que empresas como Copec, del grupo Angelini dicen que se está en condiciones de abastecer al mercado del norte sin problemas con diesel (el segundo energético que pueden usar las centrales eléctricas en reemplazo del gas), haciendo innecesario construir una planta de GNL. Aunque en el corto plazo, puede ser válido, este razonamiento carece de visión pues si el crudo vuelve a subir, el diesel volverá a ser una opción cara.

“Copec está coordinando el suministro de diesel para el SIC y el SING. En particular para el Norte Grande, estamos construyendo una planta en Mejillones que nos permitirá más que duplicar la actual disponibilidad de combustible para la zona, que superaría los 60 mil metros cúbicos de diesel” señala Arturo Natho, gerente de desarrollo de Copec.

Natho agrega que la compañía “ha realizado inversiones por 80 millones de dólares para reforzar su capacidad de despacho y acopio de combustible. Esto considera las inversiones en Concón, Quintero, el oleoducto entre Quinteros y Concón y la planta de Mejillones”.

Brasil: la americana Sempra Energy busca rol protagónico con el etanol

Sempra Energy, una de las mayores empresas de gas de Estados Unidos, va a producir alcohol combustible en Brasil. En las últimas semanas, un ejecutivo de Sempra estuvo en Palmas, Tocantins, para suscribir una memorando de intención de un proyecto millonario en Brasil (Estado do Sao Paulo, 16/2).

El memorando prevé inversiones de por lo menos 4,2 mil millones de dólares y la construcción de 12 destilerías de alcohol en Tocantins. Las inversiones serán realizadas por medio de una nueva compañía, Etanalc, del empresario Áureo Luiz de Castro. Especializado en iniciativas inmobiliarias de Río de Janeiro.

Los planes implican a MAN Ferrostaal, compañía alemana especializada en la construcción de plantas, y un grupo “usineiro” de San Pablo. El expresidente de Petrobras, Joel Rennó, forma parte del consejo consultivo de la empresa.

Según Áureo de Castro, las inversiones pueden llegar a 8,4 mil millones de dólares, con la construcción de 24 destilerías. Un contrato con Sempra garantizaría que toda la producción sería exportada, con facturación prevista de 53 mil millones en 20 años. Etanalc se transformaría en el mayor grupo productor y exportador de alcohol del país.

Según Castro, ya está definido que los 12 primeros complejos serán instalados en Tocantins, donde Etanalc posee 700 mil hectáreas de tierras arrendadas listas para recibir las primeras mudas de caña de azúcar, cuyo cultivo debe ocurrir en las próximas semanas. “Cada complejo tendrá una destilería de alcohol y una termoeléctrica que andará con el bagazo de la caña”. Otras 800 mil hectáreas fueron arrendadas en Maranhão, Mato Grosso y Mato Grosso do Sul, pero aún dependen de la definición de las otras 12 usinas.

Castro, el vicepresidente de Semptra, Timothy Keogh y otros 19 empresarios se reunieron en los últimos días con el gobernador de Tocantins, Marcelo Miranda, para anunciar el negocio. El secretario de Agricultura del Estado, Roberto Sahium, dijo que Tocantins debe entrar en el proyecto como parte de la logística. "*Queremos incrementar la generación de empleos en la región*", dijo. Cada planta podrá generar 2,5 mil empleos directos.

Etanalc va a administrar las destilerías y entregar el alcohol para Semptra en el puerto de Itaqui, en Maranhão, como prevé el protocolo de intención. El documento establece la garantía de entrega y de compraventa de 240 mil metros cúbicos de alcohol por destilerías por un periodo de 20 años y marca la entrada de Semptra en el mercado de etanol producido por la caña de azúcar, además de la posibilidad de explotar otras oportunidades con biodiesel. Como responsable por las plantaciones, Castro dice que están siendo invitados hacendados del interior de San Pablo para las tierras en Tocantins.

Las primeras entregas están previstas a partir de 2010; el alcohol deberá ir probablemente a Estados Unidos y Japón. Con las 24 plantas en funcionamiento, el grupo estaría produciendo 5,7 mil millones de litros por cosecha –más de un quinto de la producción total de Brasil estimada para 2010, que es de 25 mil millones de litros. "Los valores son altos, pero posibles", dice Castro. La producción actual de alcohol brasileño es de 17 mil millones de litros por cosecha. MAN Ferrostaal quedará responsable por la entrega de las plantas, concluidas, "con llave en mano", en tres años. La expectativa es que el contrato definitivo para el inicio de la construcción de las primeras unidades sea suscrito en abril.

Cada destilería deberá fabricar 270 mil metros cúbicos de alcohol (270 millones de litros) y triturar 3,5 millones de toneladas de caña de azúcar por cosecha. Las termoeléctricas deben generar 59 Megawatts (MW), siendo 9 MW para mantener el funcionamiento de cada complejo, negociando otros 50 MW. Castro no divulgó los financistas del Fondo de Inversiones em Direitos Creditórios (FIDC), que costearán el negocio con Semptra. "Un monto viene de Semptra y el otro de diversos bancos", despijó.

Caída del ritmo de inversiones en termoeléctricas de América latina

(Análisis basado en la publicación Oil and Gas Journal, de finales de 2006)

La Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) estima que América Latina necesitará 1,3 trillones en nuevas inversiones en el sector energético antes de 2030 para hacer cara al aumento de la demanda. Esa inversión tendrá que comprender no solamente la explotación y el desarrollo, como también la construcción, por un lado, de gasoductos y terminales para gas licuado y, por otro, de nuevas centrales eléctricas y redes de distribución. La seguridad energética, es decir, contar con un suministro constante en América del Sur, como es el gas natural, se convirtió en una prioridad política de los gobiernos de la región.

La región cuenta con un 10% de las reservas de petróleo, un 4,3% de las reservas de gas natural y un 1,6% de las reservas de carbón de todo el mundo. La capacidad de generación eléctrica instalada alcanza aproximadamente 253 GW. Según datos de 2005, un 52% de la potencia instalada es hidroeléctrica, un 45% termoeléctrica, un 2% es nuclear, y un 1% utiliza fuentes tales como la geotérmica, eólica, solar o biomasa. Con la finalidad de cubrir el

crecimiento en la demanda de potencia, deben ser instaladas en torno a 12 GW de nuevas plantas de energía por año.

Después de la crisis de energía en Brasil en 2001-2002 y la crisis del gas en Argentina en 2003-2004, el panorama energético de América Latina se hizo cada vez más complejo. El caso argentino fue emblemático. Cuando el peso se desvalorizó, el gobierno convirtió las tarifas de gas a la desvalorizada moneda nacional, y las congeló. El precio se cayó un 67%. Cuando la economía se recuperó del gran "crash" del 2002, la demanda energética aumentó substancialmente, pero la oferta seguía estancada por la falta de nuevas inversiones provocadas por la incertidumbre jurídica. En 2004, las reservas probadas de gas argentino estaban un 35% debajo de sus niveles de 2000. Para garantizar el suministro interno, el gobierno cortó las exportaciones a Chile, destino tradicional de los excedentes argentinos.

El consumo nacional chileno se configura de la siguiente manera: 40% petróleo, 26% gas natural, 10% carbón mineral, un 8% hidroenergía y un 16% restante leña, biomasa, eólica, etc. Se observa que las centrales hidroeléctricas cubren un 40,1%, las térmicas un 59,1% (aprovisionadas principalmente con gas natural, y en menor medida con carbón, petróleo y biomasa) y las eólicas un 0,02%. Chile es un país altamente dependiente de hidrocarburos, ya que sus necesidades energéticas y eléctricas están cubiertas en un 76% y un 58%, respectivamente, por estos recursos naturales no renovables.

A la trama regional se sumó la decisión de nacionalización de hidrocarburos en Bolivia, hecho que dejó al descubierto las profundas asimetrías y conflictos de intereses entre los gobiernos de Chile, Argentina y Brasil. Desde el momento, los pozos con producción superior a los 100 millones de metros cúbicos diarios dejaron un 82% para el Estado y un 18% para la empresa.

Proyectos Stand By

Se quedaron para atrás los millonarios proyectos de inversión en plantas de ciclo combinado, que caracterizaron el boom de la generación térmica en toda América Latina. El escenario actual tiene poco que ver con la expansión vivida en la década del 90. México es uno de los pocos países de la región que recoge un aumento de la matriz energética a través de las plantas térmicas a gas de ciclo combinado, a pesar de los elevados precios que el país enfrenta por el gas natural. Iberdrola, por ejemplo contará con 4.829 MW de capacidad instalada con ciclos combinados para este año, con la entrada en operación de las usinas Altamira V, con una capacidad de 1.121 MW y Tamazunchale, con 1.135 MW de capacidad, y que iniciará operaciones en 2007. Los últimos años, Iberdrola colocó en funcionamiento varios ciclos combinados en México, Monterrey, con 1.037; Altamira IV, con 1.036; y La Laguna, con 500 MW.

La demanda se disparó en 1999, cuando las nuevas centrales de energía de ciclo combinado fueron construidas para satisfacer la demanda eléctrica, como resultado del mayor crecimiento económico. La falta de inversión adecuada en un momento de crecimiento de la demanda de gas en el sector de energía deja al país sin alternativa a no ser realizar las importaciones de GNL.

En Argentina, el abastecimiento energético se presenta complejo para los próximos diez años – muchos analistas estiman que a mediados de este año el país perderá el autoabastecimiento de petróleo y gas. Será necesario importar grandes cantidades de gas (y crudo). El déficit se resolverá con la importación, porque aunque sean destinados recursos para la explotación, el gas argentino nuevo no llegará a tiempo. Aún así, será necesario importar

mucho óleo combustible, en una curva creciente que ya se vislumbró en 2004 y 2005. Aún con la suposición de crecimiento del mercado de gas de solamente un 3% acumulativo anual, el déficit de óleo combustible es tan grande que se estima que cualquier producción que salga de una refinería será absorbida por el mercado argentino, suplantando al óleo combustible importado.

El constante aumento de la demanda de energía eléctrica, que desde principios de 2003 hasta hoy es de casi un 20%, sumado a la falta de nuevas inversiones en generación en los últimos años, hizo que el gobierno de Néstor Kirchner expandiera la capacidad de producción de energía eléctrica. Para eso determinó la creación del Fondo para Inversiones Necesarias, que permite aumentar la oferta de energía eléctrica en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, y que tiene como finalidad servir de vehículo para la financiación de las obras requeridas. El gobierno construirá dos plantas de ciclo combinado de 800 MW cada una, que constituyen un engranaje fundamental para amortizar los problemas eléctricos en el mediano plazo. Juntas, demandarán cerca de 900 millones de dólares. Las dos nuevas plantas deberán funcionar a ciclo abierto a finales de 2007 y a ciclo combinado a mediados de 2008.

En el caso de Perú, los yacimientos de Camisea pueden suponer un impulso para este tipo de plantas. Endesa cuenta con varias usinas térmicas a gas. En 2004, la empresa anunció el inicio de las actividades de la central Ventanilla, con capacidad de 300 MW con un ciclo simple. Esta central pasará a ser la primera de ciclo combinado del país, aumentando su capacidad hasta los 380 MW. Además de eso, la planta Santa Rosa, que funcionaba con diesel, fue reconvertida a gas natural, aumentando la capacidad de la misma de 121 MW a 125 MW; ambas centrales serán aprovisionadas con gas de Camisea.

En Venezuela hay plantas funcionando a ciclo combinado, como las centrales Pedro Camejo, que también está acondicionada para usar gasoil, o la futura Termozulia I que proveerá al menos 170 megavatios adicionales al interconectado regional a partir del primer trimestre de 2007.

Cifras y Notas del Sector:

Cambios para enlazar los parques eólicos del Mar del Norte (Deutsche Welle, 15/2)

¿Cómo enlazar de manera fiable los parques eólicos del Mar del Norte a la red eléctrica europea por la oblicuidad de cables de transmisión de alta tensión con aislamiento gaseoso? Un estudio realizado por Forwind, centro de investigación eólico de las universidades de Oldenburg y de Hannover, y realizado en cooperación con la empresa Siemens PTD y Submarine Cable & Pipe, imagina la creación de un consorcio que reagrupe a los países que bordean el Mar del Norte (Dinamarca, Alemania, Holanda, Bélgica, Francia y Gran Bretaña).

La ventaja será hacer más perfecta la explotación de los parques eólicos offshore repartidos en toda la zona concernida gracias a la creación de una red de alta tensión que unirá las grandes ciudades europeas como Hamburgo, Rotterdam y Londres.

El estudio también pretende determinar en que medida es posible corregir las debilidades que se presentan en la explotación local de la energía eólica por una gestión global del sistema. El objetivo es compensar las fluctuaciones locales de potencia eólica y reducir los errores de estimación local del potencial de energía.

Llevar a cabo este desafío permitiría renunciar a las técnicas costosas de almacenamiento y reducir la potencia de regulación necesaria. Además, este consorcio de países del Mar del Norte podría, favoreciendo los intercambios de energía, contribuir consolidando el mercado europeo de comercio de electricidad.

El proyecto de 2,1 millones de euros es subvencionado en cerca del 50% por la Comisión Europea en el marco del apoyo del desarrollo de las redes trans-europeas.

Trinidad & Tobago y Venezuela unificaron área de gas (El Universal, 18/2)

Los gobiernos de Venezuela y Trinidad y Tobago acordaron establecer un acuerdo sobre la forma en que cualquier yacimiento de hidrocarburo existente en ambos lados de las líneas fronterizas deberá ser explorado y explotado, dividiendo de manera equivalente el costo y los beneficios entre las dos partes.

Ambos países suscribieron en 2003 un memorando de entendimiento que inició el proceso de unificación de yacimientos de hidrocarburos según el cual se cuantificaron 10 billones de pies cúbicos (TCF) de gas no asociado en el campo Lorán. A Venezuela le corresponden 7,3 TCF y a Trinidad el resto. También se comprobó que no existe comunicación entre el campo Dragón, del lado venezolano, y los campos Chaconia/Hibiscus en aguas de Trinidad y Tobago. Venezuela puede iniciar así la perforación de esa área de gas según lo programado.

De esquisto bituminoso a combustible HQ (Enerzine 12/2)

Una compañía israelí revoluciona la producción petrolera reciclando esquisto bituminoso a combustible de alta calidad. La empresa A.F.S.K. Hom Tov, con sede en Haifa, patentó un método que permitirá extraer petróleo de alta calidad y gas natural de una mezcla de asfalto y esquisto (el betumen -o el asfalto- que era un residuo de destilación de petróleo crudo convencional).

Hom Tov utiliza esquisto petrolero como un catalizador con el fin de extraer combustible orgánico de residuos bituminosos. El producto final puede fácilmente ser refinado en petróleo y combustible de alta calidad. Los expertos predicen un precio de petróleo obtenido a 25 dólares el barril, sin considerar los beneficios energéticos aportados por el gas natural producido por el mismo método. Actualmente, con los precios por arriba de los 50 dólares el barril, este método suscita atención.

"El mundo entero busca soluciones alternativas a las producción de petróleo", declaró Moshe Shahal, antiguo ministro de energía israelí, hoy representante legal de Hom Tov. Además, según el profesor de química de la Universidad hebraica de Jerusalén, Zeev Aizenshtat *"el procedimiento de Hom Tov es energéticamente autosuficiente"*. En efecto, la técnica produce combustible seco, que puede quemarse y así abastecerse de energía.

Esta nueva técnica de explotación, si es puesta en ejecución, podría permitir a Israel producir el 30% de sus necesidades de combustible.

Liposucciones una nueva fuente de Biodiesel (Enerzine, 14/2)

Un hombre de negocios noruego, Lauri Venøy, va a instalarse en Miami, Florida, para lanzar una producción de biodiesel a partir de nacidas que proceden de liposucciones. El 60% de los estadounidenses tienen sobrepeso y un gran número de ellos recurre a la liposucción. Para Lauri Venøy, esto puede representar un mercado lucrativo en el dominio de las energías renovables.

El empresario noruego está actualmente en negociaciones con el más grande hospital americano Jackson Memorial con vistas de la firma de un acuerdo que le permitiría adquirir 11.500 litros de grasa humana procedente de las liposucciones cada semana, y así producir 10.000 litros de biodiesel.