

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

Índice:

Enfoque: Fortalecimiento del dominio ruso tras la cooperación entre Gazprom y Rosneft.....	1
Brasil: Análisis de la accidentada Octava Ronda de licitación petrolera.....	4
Coyuntura: Angola podría entrar a la OPEP.....	6
Yacimiento Kashagan, centro de gravedad de la geopolítica mundial.....	7
Análisis: Nueva política petrolera ecuatoriana.....	9
¿Crisis en el sector eléctrico brasileño? Ante un marco desfavorable.....	10
Producción peruana de petróleo y gas suben en noviembre.....	13
Shell, entre realineamientos e incursiones en lugares considerados hostiles.....	14
Chile: Proyecto propone reforma constitucional para liberar la exploración de hidrocarburos.....	15
Cifras y Notas del Sector.....	17

Enfoque: Fortalecimiento del dominio ruso tras la cooperación entre Gazprom y Rosneft

** La alianza podría ayudar a los rusos a ir solos en los principales proyectos de hidrocarburos*

** Las guerras energéticas que Rusia libra con países miembros de la OTAN deben igualarse a ataques armados y merecen una adecuada réplica militar, según Lugar*

Gazprom y Rosneft, que están en una competencia apretada por adquirir activos en Rusia, firmaron un pacto de no agresión, donde se comprometen a participar juntos en exploración geológica y extracción de petróleo y gas. Esta es la segunda tentativa de cooperación entre ambas empresas. Aunque debe destacarse la planificación de fusión de los dos consorcios el año pasado, tras el fortalecimiento de Rosneft por la obtención de la unidad de producción de Yukos. El acuerdo se extiende hasta 2015, después podría ser renovado en periodos de cinco años (Reuters UK, 29/11).

En los hechos, las dos compañías estatales crearon una alianza, con la cual las compañías privadas apenas serán capaces de competir. Uno de los primeros proyectos de la alianza, al parecer, será la adquisición de los restantes activos de Yukos. El diario económico ruso Kommersant (29/11) sostiene, citando a expertos, que la alianza sufrirá constantemente conflictos internos.

El acuerdo entre Gazprom-Rosneft sobre cooperación estratégica fue anunciado por el presidente adjunto de Gazprom, Alexander Ananenko el 16 de noviembre (Ria Novosti). La cooperación implica casi todas las esferas del sector: exploración geológica, extracción, transporte y refinación del petróleo y gas natural, producción y venta de energía eléctrica y térmica, con compra y venta de gas natural y asociado. *"Este es el camino de Rosneft para capitalizar las reservas existentes de gas"* dijo Alex Kormschikov, analista de petróleo y gas de la firma de brokerage UralSib en Moscú. *"Cada uno gana con este acuerdo"*.

El trabajo conjunto será regulado por el *coordination committee* de 10 personas, 5 de cada parte, incluyendo a 2 co-presidentes. En cuanto a la participación en los proyectos conjuntos de exploración geológica y desarrollo de campos petroleros y de gas, las partes irán *fifty-fifty*. Así, ellos acordaron partir por la mitad las esferas de influencia.

El *agreement* Rosneft-Gazprom está indirectamente relacionado con el destino del depósito de Kovyktinsk. Las partes sostienen que tienen planes para cooperar en la creación de plantas petroquímicas y para tratar gas en Siberia Oriental y en el Extremo Oriente. Aunque el documento no mencione proyectos específicos, Gazprom recuerda que el gas de Siberia Oriental es *"rico en varios componentes, y un gas poderoso y la industria química debería crearse en la región"*.

The New York Times (en adelante NYT, 29/11) consideró que aunque ambas empresas son controladas por el gobierno, cada una está asociada con facciones diferentes en el Kremlin y compitieron por activos y acceso a *pipelines*. Mientras en Gazprom, el adjunto de primer ministro Dimitri Medvedev encabeza la junta directiva de la empresa, en Rosneft, el consejo directivo está encabezado por Igor Sechin, jefe del personal presidencial.

El acuerdo podría ayudar a asegurar a la coexistencia pacífica. *"En términos políticos, esta sociedad podría ser un factor de estabilidad"* dijo el analista Andrei Fedorov de Alfa Bank (MosNews, 29/11). Mientras, para el analista de MDM-Bank, Andrey Gromadin *"la cooperación es necesaria para evitar pagar demasiado, y debido a razones políticas. De otra forma, las situaciones de conflicto inevitablemente surgirán entre las dos empresas"*.

En NYT, el periodista Andrew Kramer afirma tras hablar con analistas del sector que la alianza podría ayudar a los rusos a ir solos en los principales proyectos de hidrocarburos, *"consolidando el apretón del Kremlin sobre la industria"*.

Las empresas tendrán que decidir que representante controlará la actividad en los distintos proyectos, y otras cuestiones sensibles. *"Las ambiciones de ambos grupos, así como los políticos que los apoyan, no desaparecerán enseguida, entonces los conflictos serán inevitables. Esto no pasaría en caso de una fusión completa"* dijo Andrey Gromadin, esta vez a Globe and Mail, (29/11).

Gazprom sostuvo que *"ahora esperan llegar a un acuerdo para cooperar en Sakhalin"*. Analistas citados por The Moscow Times (30/11) consideran que las dos empresas serán capaces de coordinar las participaciones en el sector. *"No hay ninguna razón para gastar sumas desorbitantes cuando está claro que la licencia será obtenida por una empresa estatal de todos modos"*, dijo el analista Dmitry Tsaregorodtsev, FIM Securities. *"El estado debería o tratar de devolver la verdadera competencia al mercado, o no tendrá ningún sentido pagar tanto, porque los retornos de capital, que es, por ejemplo, en el fondo de estabilización, son al menos 3 veces menos que el capital invertido en las compañías"*.

UPI (29/11) afirma que la inversión extranjera en el sector de energía ruso parece oscurecerse con la unión de los gigantes públicos. Esto reduce las limitadas oportunidades para los inversores extranjeros en el sector de hidrocarburos.

Según algunos análisis previos, los consumidores europeos también pueden beneficiarse con este acuerdo. Para Gazprom, un *deal* de compra de gas a Rosneft puede aliviar los inconvenientes de suministro de gas que inquieta a los funcionarios de energía europeos, aunque los detalles son vagos. "*Aunque Rosneft es una empresa petrolera, tiene una gran cartera de campos de gas natural, con 1.1 billones de metros cúbicos de reservas probadas y probables*", dijo Valery Nesterov, analista del banco de inversión Troika Dialog. Rosneft bombeó 13.1 mil millones de metros cúbicos de gas en 2005, pero planea aumentar esto en 25 mil millones de m³ para 2010 y 45 mil millones en 2015. La demanda de gas natural total de calefacción y la industria en Alemania, el consumidor más grande de Europa, fue de 86 mil millones de m³ en 2005.

El acuerdo es parte de una más amplia tendencia de Gazprom que confía en otros productores, en particular los de Asia Central, para construir un nuevo negocio de suministro, monopolizando la red de tuberías.

¿Rusia sostiene guerras energéticas?

El senador norteamericano Richard Lugar declaró que las guerras energéticas que Rusia libra con países miembros de la OTAN deben igualarse a ataques armados y merecen una adecuada réplica militar. Expertos rusos sostienen que el llamamiento de este político será desoído, porque desde el punto de vista económico, a Occidente le resulta poco ventajoso entrar en conflicto con Rusia (Ria Novosti, 1/12).

Según el senador, la limitación de los suministros de gas a los países "*desleales*", la confiscación de algunas inversiones extranjeras en el sector energético, la restricción de nuevas inversiones, todas estas acciones de Moscú no hacen sino socavar la confianza de Occidente. Por lo tanto, dedujo el senador, la OTAN debe asumir el compromiso de contrarrestar cualquier intento de declarar guerra energética.

Expertos rusos han acogido estas declaraciones belicosas con mucha tranquilidad. Según opina Sergei Markov, director del Instituto de Estudios Políticos, hoy por hoy, Rusia no libra guerras energéticas sino tan sólo trata de optimizar su comercio. "*Antes, abrigábamos la esperanza de crear espacio económico único con otros países de la CEI, pero Occidente, atemorizado por esta idea, persuadió a algunas ex repúblicas soviéticas a formar una nueva unión. A cambio, los asesores occidentales les prometieron un paraíso con agentes energéticos baratos. Ahora que Rusia sube los precios de su energía, Occidente de nuevo se siente asustado y, además, lanza amenazas*", explicó el politólogo.

Agvan Mikaelián, director general adjunto del grupo de consultoría y auditoría *FinExpertiza*, también está seguro de que Rusia no hace sino defender sus intereses nacionales. "*Semejantes relaciones pueden compararse con guerras comerciales, faltas de política, pero que encajan en el concepto de economía de mercado*", manifestó.

Según cree Mikaelián, son poco probables algunas contramedidas económicas o políticas por parte de la OTAN. La Unión Europea más bien debe considerarse como aliada potencial de Rusia, objetivamente interesada en intercambiar finanzas y tecnologías por agentes energéticos.

Brasil: Análisis de la accidentada Octava Ronda de licitación petrolera

**La ronda priorizó las licencias para el desarrollo de los campos de gas*

**La colombiana Ecopetrol y la italiana Eni entre las protagonistas extranjeras de la ronda parcial*

El sector petrolero brasileño es el que más creció en Brasil en los últimos años. Desde la apertura de este segmento, en 1998, el petróleo pasó a representar un 10% de Producto Bruto Nacional, antes era de 2,5%.

La Octava Ronda de licitaciones de la Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) estaba signada como el inicio a una nueva etapa en el segmento de exploración y producción de petróleo y gas natural en Brasil. Pero los Tribunales de Brasilia y Río de Janeiro terminaron fallando a favor de sectores que objetaron la decisión de la ANP de limitar este año el número de ofertas que podían hacer las empresas en cada área en disputa. Esa regla afectó a la corporación estatal brasileña Petrobras, tradicionalmente la mayor beneficiaria de estas licitaciones anuales.

Estas agrupaciones, consideradas por los medios internacionales como nacionalistas, han intentado sin éxito suspender en tribunales las siete subastas de licencias que ha impulsado la ANP desde 1999.

"Por más que hayamos garantizado ya el volumen para producir en los próximos dos, tres o cuatro años, es preciso pensar a más largo plazo. Los bloques que fueran subastados estos días entrarían en operación a partir de 2012", dijo el director-general de la ANP, Haroldo Lima (O Globo, 29/11). Para el director, *"la economía petrolífera del país estaría condenada si no hubiera una nueva licitación"*. Vale recordar que sólo un 4,7% de las cuencas sedimentarias brasileñas son hoy exploradas.

El consultor y ex director de la reguladora, responsable de la organización de las rondas anteriores, John Forman, consideró la suspensión de la ronda como una terrible pesadilla. Para él, la credibilidad de Brasil frente a los inversores quedará enflaquecida, pero si la regla de limitación de áreas rematadas por empresas fuera revisada, *"aún puede haber una oportunidad"*. *"Fue la regla que creó el problema y no la subasta en sí"*, comentó (Estadao.com, 29/11)

Según Lima (en Estado do Sao Paulo, 1/12), la próxima subasta podrá comprender otras áreas, si esa fuera la determinación del Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Para el gerente ejecutivo de explotación y producción de Petrobrás, Francisco Nepomuceno, la reducción de la inversión mínima exigido por ANP para la explotación de las áreas es buena alternativa a la regla polémica. Esta medida puede favorecer la competencia y la entrada de nuevas empresas en la licitación. El total de la inversión mínima exigido con las 38 áreas rematadas el martes pasado fue de 600 millones de reales. Ya el valor recaudado con las bonificaciones de firma sumó 588 millones de reales.

Santos era la única región con alguna competencia entre Petrobras y las compañías petroleras, una vez que hay pocas áreas disponibles en Espírito Santo –otra área con gran

potencial de descubrimientos- y el restante se concentra en las cuencas, principalmente, en las nuevas fronteras exploratorias. Por primera vez, la Cuenca de Campos, responsable de cerca del 80% de la producción de Brasil, se quedó afuera de las subastas de la ANP.

Por determinación del gobierno brasileño, la ANP ofreció áreas con mayor potencial para el descubrimiento de gas natural, lo que a priori podía desanimar a algunos gigantes mundiales, más interesados en la búsqueda de petróleo. *"El objetivo principal de esta ronda es la reducción de la dependencia de los mercados externos y el equilibrio de la oferta y la demanda de gas"* afirmó a Valor Económico (28/11) Silas Rondeau, Ministro de Minas y Energía.

En esa estrategia, la cuenca de Santos es vital. En 2003, las primeras informaciones daban cuenta de un yacimiento de hasta 400 billones de metros cúbicos de gas, volumen suficiente para triplicar las reservas brasileñas del combustible, que sumaban poco más de 200 billones de metros cúbicos en la época.

Evaluaciones posteriores bajaron las expectativas sobre el campo, pero fueron insuficientes para reducir el ánimo de Petrobras. La estatal brasileña ya había iniciado perforaciones en otras regiones de la cuenca, que comprende un área de 350 mil kilómetros cuadrados, que va del litoral catarinense a una falla geológica conocida Alto de Cabo Frio, no litoral fluminense. En paralelo al descubrimiento del campo Mexilhão, Petrobras encontró un yacimiento de óleo leve y gas natural en un bloque exploratorio llamado BS-500, frente a la región metropolitana de Río.

Hasta unas horas antes del evento, ANP intentó derrumbar la decisión contra el límite de ofertas. Instituido este año, el mecanismo prevé que cada empresa tendrá un número máximo de ofertas por sector. En Santos, por ejemplo, el sector SS-AP-2, tuvo ocho áreas ofrecidas, pero una empresa sólo podrá disputar, sola o como líder del consorcio, cinco.

Es la primera vez que Brasil hace una licitación sin estar entre los diez países más atractivo para inversiones de petróleo, según una investigación de la consultora británica Fugro Robertson (Estado do Sao Paulo, 28/11). En 1999, en la primera ronda, Brasil estaba al tope de la lista, elaborada por medio de entrevistas con 140 compañías. En 2005, ostentaba la décima posición con Irak. Este año, Libia lidera la investigación, que indica preferencia de inversores por el norte de África, que tiene ocho países entre los diez primeros.

La pérdida de interés por Brasil, en opinión de la consultora, es fruto de la mayor apertura a la inversión extranjera de países con grandes reservas en África y Medio Oriente. Además de eso, hay pocos descubrimientos de empresas privadas en Brasil.

Fueron ofrecidos poco más de 101 mil kilómetros cuadrados para exploración petrolera y gas, divididos en 284 áreas en ocho cuencas. Según ANP, 43 empresas fueron habilitadas para hacer ofertas. La subasta concluyó sin ningún avance y el balance final fue la oferta de sólo 58 bloques (38 fueron rematados), del total de 284.

La oferta más cara fue la de ENI, que pagó 307 millones de reales (unos 141 millones de dólares) por un bloque cuyo bono mínimo era equivalente a poco menos de un millón de dólares.

Junto con Petrobrás, la Empresa Colombiana de Petróleos podrá buscar crudo en un bloque, Tucano 156, parte de la denominada cuenca Tucano Sul localizado a 90 Km. de la costa en el estado de Bahía. Ecopetrol tiene el 30 por ciento del bloque y el otro 70 corresponde a Petrobrás (El Portafolio, 29/11). Las dos empresas ofrecieron un bono de 510.000 dólares y deberán hacer un programa exploratorio de sísmica y perforación de pozos.

"El bloque se obtuvo con un bono de firma de aproximadamente 510.000 dólares y un Programa Mínimo Exploratorio (PME) de 2.500 unidades de trabajo," dijo la estatal petrolera de Colombia en un comunicado difundido por Reuters (29/11). Es la primera vez que Ecopetrol saldrá a buscar crudo fuera del territorio nacional para adicionar reservas a las existentes.

Según Rondeau, para 2030, Brasil necesitará tener una producción de 5 millones de barriles de petróleo por día para garantizar su demanda interna, aún considerando el consumo

creciente de biocombustibles. La producción actual de petróleo y gas equivale a cerca de 1,8 millones de barriles diarios.

Coyuntura: Angola podría entrar a la OPEP

**Angola podría sumarse a la OPEP junto a Ecuador y Sudán*

**La preponderancia del petróleo en la agenda política internacional es parte de la explicación de la decisión angolense.*

Angola, el segundo país subsahariano productor de petróleo podría ingresar próximamente en la OPEP, organización que bombea más de un tercio del petróleo mundial.

La creciente producción de crudo de Angola, actualmente de casi 1,4 millones de barriles al día. Las reservas de Angola se han triplicado en los últimos 10 años, y su producción se ha duplicado durante ese período, según el informe del sector BP Statistical Review. La economía angolense creció 18% el año pasado, y el gobierno espera otro año de crecimiento en ese nivel para 2006. Angola exporta casi toda su producción, que representa aproximadamente 1,6% del total de petróleo producido en todo el mundo. Si OPEP acepta su ingreso, Angola pasaría a ser el decimosegundo miembro del cartel.

Carl Mortished, editor de negocios internacionales del londinense The Times (1/12) sostiene que ingreso del un nuevo miembro después de 35 años es una amenaza potencial a los intereses de los inversionistas de las multinacionales en la resonante industria petrolera angolense.

Los analistas de la industria dijeron que ser miembro podría implicarle a Angola un costo financiero del "output curbs" del grupo, pero debería fortalecer el perfil global del país sudafricano (The Financial Times, 30/11). "Angola se une porque los ingresos se incrementan espectacularmente rápido en momentos que esta situación le da más influencia en el escenario mundial" dijo Nick Sahxon, del think-tank británico Chatham House.

Sin embargo, a largo plazo podría obstaculizar la inversión futura en la industria petrolera del país, de acuerdo con Lawrence Eagles, presidente de la división de mercados petroleros de la AIE, el organismo de vigilancia en materia de energía de los países ricos. "La imposición de cuotas podría representar un riesgo para cualquier desarrollo de campos petroleros, afectando los prospectos y oportunidades de expansión del país", dijo a Bloomberg, 31/11).

"No sé porque Angola querría unirse a la OPEP para cortar la producción", dijo Paul Sankey, analista de Deutsche Bank, que cubre a las big oil (Market Watch, 30/11). Antes de otoño, la OPEP sostuvo que cortaría la producción en 1.2 millones de barriles por día y se propone a hacer cortes adicionales en diciembre.

Comparado con otros momentos claves de su historia, la persistencia de los altos precios del crudo en los años recientes abrumó la función tradicional de la OPEP de producción restrictiva para proteger precios altos. En cambio, el cártel estuvo bajo presión de EE.UU. y otras

naciones consumidoras para aumentar la producción. Por eso, los analistas dijeron que era difícil concebir la decisión de Angola, que tendría gran impacto en el corto plazo.

"De repente, estos países en el petróleo como un medio de aumentar el volumen de su voz en el escenario internacional. Esta es una respuesta a los altos precios del crudo y la preponderancia del petróleo en la agenda política internacional" sostuvo Julian Lee, analista de Centre for Global Energy Studies.

"El ingreso de Angola, Sudán y Ecuador a la OPEP puede aumentar el apalancamiento político de los miembros africanos y latinoamericanos, lo que podría cambiar la dinámica del grupo dominado por productores árabes del Golfo, conducidos por el mayor exportador, Arabia Saudita" dijo el analista petrolero Geoff Pyne a Reuters UK (30/11). Pyne duda que el ingreso de los nuevos miembros haga a la OPEP una organización más eficiente. Esta tiene una historia de luchas internas y pobre disciplina para hacer cumplir los acuerdos de producción. *"Deberían ordenar la casa antes de admitir nuevos miembros"* sentenció Pyne.

El gigante americano Chevron Corp es actualmente la compañía del sector petrolero más grande en el país en términos de inversión. Otras firmas que operan en Angola son la francesa Total afiliada a Tepsa, la noruega Statoil, Tullow Oil, ExxonMobil, Marathon Oil Corp y la italiana ENI.

La producción de crudo light sweet angoleño es sumamente valorada en Estados Unidos porque puede ser fácilmente refinado para gasolina. Cada vez más, el petróleo de Angola encuentra compradores en el Extremo Oriente, con China, que emerge como su segundo cliente más importante. Las firmas chinas ganaron espacio con una serie de acuerdos apoyados por préstamos y créditos de Beijing.

El mes pasado Lukoil de Rusia y Sonangol firmaron un memorando de entendimiento sobre exploración conjunta en los yacimientos offshore de Angola.

El interés extranjero en el sector petrolero del país ha sido alimentado también por el clima relativamente pacífico de inversión en Angola, opuesto al de Nigeria, donde ataques de militantes han interrumpido un quinto de la producción este año.

Cabinda, un antiguo enclave portugués que fue incorporado a Angola después de la independencia en 1975, es el centro de mayor actividad del país, lugar considerado como el 65% de la producción petrolera de Angola.

Ante el anuncio de la ampliación del cartel, UPI (30/11) anunció que el precio del crudo high-quality subió 56 centavos a 63.02 dólares. La propuesta formal para adherirse al cartel podría ser presentada en la próxima reunión de la OPEP, que tendrá lugar el 14 de diciembre en Abuja (Nigeria) aunque fuentes del cartel anticiparon un largo proceso de negociación. El ingreso final, dijeron las fuentes, podría postergarse hasta, al menos, marzo de 2007.

Yacimiento Kashagan, centro de gravedad de la geopolítica mundial

**Las nuevas proyecciones sugieren existencias de no menos de 25% superiores a las calculadas.*

**El gobierno kazajo prevé una auditoría sobre los costos del yacimiento Kashagan*

Los italianos de Eni están al frente al mayor descubrimiento petrolífero en 30 años. Las reservas cúbicas suman 13.000 millones de barriles (8.200.000 m³) medidas en crudos. Por ahora, se estima una producción de 1.500.000 barriles diarios (The Financial Times 25/11), en adelante FT).

Pero las nuevas proyecciones sugieren existencias de no menos de 25% superiores a las calculadas. Vale decir, alrededor de 16.000 millones de barriles o 10 millones de m³. El rendimiento extra supera, entonces, la producción íntegra de 2005 en Sudán.

Para Ente Nazionale Idrocarburi (ENI), a cargo del proyecto en Kazajstán, eso significa ubicarse a la altura de las gigantes como Royal Dutch/Shell, Exxon Mobil, Conoco Phillips y Total en la región del mar Caspio. Las nuevas cifras de reservas son una noticia por demás favorable, sin duda.

Sin embargo, el director ejecutivo Paolo Scaroni se muestra cauto, aunque admita que *"el megayacimiento de Kashagan cumple con las esperanzas exploratorias iniciales"*. Lo mismo cree Stefano Cao, responsable de las operaciones petroleras de ENI. En la actualidad, el grupo produce 1.800.000 b/d en total, pero el reciente acuerdo con Gazprom y su asociación con la ex Yukos se agregan a las noticias de Kazajstán.

En el caso de la república de habla turca, los italianos disponen todavía de áreas inexploradas. Pero, por ahora, Kashagan es también el campo más complicado del mundo, sostienen los técnicos, donde cada día se afrontan dificultades operativas. Entre ellas, inviernos, un mar congelado hasta casi un metro de profundidad y letales fugas de gas sulfhídrico. Este tipo de problemas explica, de paso, las continuas demoras en la extracción. Los primeros barriles estaban previstos para fines de 2005, luego se postergaron para este año y, ahora, es probable que recién aparezcan en 2008. De ahí la cautela de Scaroni y Cao. Es más: FT indica que la fecha final puede pasar a principios de 2009.

Kashagan es el yacimiento petrolífero más importante del mundo en términos de reducir la confianza sobre Rusia y la OPEP, el cartel que controla el 60% de las reservas mundiales de petróleo dijo a FT, Joseph Stanislaw, presidente de JAStanislaw Group. *"Kashagan es parte de la nueva geopolítica de energía conducida por Estados Unidos, El campo es grande y significativo y separa el centro de gravedad de Rusia y Medio Oriente"*, sentenció.

Pero las novedades de Kashagan influyen en Rusia. Scaroni visitó esta semana la semana Kogalym, Siberia occidental, donde un encuentro de Eurispyés declaró a ENI como *"vero ejemplo de excelencia en relaciones industriales con Rusia"*. Mientras Moscú castiga a Shell y Exxon Mobil, los italianos (con la británica BP) hacen cada vez más negocios como el reciente con Gazprom. Este acuerdo de suministro de gas que firmó con Gazprom con vigencia hasta 2035 generará ingresos anuales de 6.000 millones de euros (Il Sole 24 Ore, 2/12). Respecto al acceso de Eni a los activos rusos de exploración, Scaroni dijo que Eni y Gazprom están estudiando conjuntamente dos posibles adquisiciones, principalmente en gas. Scaroni dijo, además, que las adquisiciones costarán al menos de 10.000 millones de euros. Poco antes, exponiendo ante la fundación Enrico Mattei en Italia, Scaroni anticipaba novedades en cuanto a regasificadores.

Por otra parte, la italiana Eni afirmó no estar preocupada por la auditoria del gobierno kazajo sobre los costos del yacimiento de Kashagan. Lo dijo Scaroni a Reuters Italia (1/12) argumentando que el hecho que la sociedad petrolera estatal de Kazajstán sea un *partner* en el yacimiento significa que Eni probablemente no deberá afrontar el mismo nivel de oposición al *budget* de parte del gobierno experimentada por Shell en Sakhalin, Rusia.

Conforme al contrato del proyecto de Kashagan suscripto por Eni, *"la tardanza implicará un pago suplementario"* a Kazajstán, dijo Scaroni esta vez a Market Watch (1/11). *"Está puesto en el contrato pero no es una cifra importante por eso estamos relajados"*, sostuvo.

Todo este traspie se debe a las declaraciones públicas del ministro de Energía y Recursos Naturales de Kazajstán, Baktykozha Izmukhambetov que afirmó que el país tiene la intención de buscar una compensación por la última tardanza en el desarrollo petrolero de Kashagan (Forbes, 1/12). *"En relación con esta nuestra empresa petrolera KazMunaiGas se llamará a expertos independientes para determinar la validez de todos estos cambios, y adiciones, incluyendo costos"* afirmó a la versión británica de Reuters (1/12).

Estimaciones de Eni para el desarrollo del yacimiento, en la parte baja del mar Caspio donde las temperaturas son de 40 grados Celsius en invierno, alrededor de los 15 mil millones de dólares comparados a los 10 mil millones de las proyecciones iniciales.

La producción del yacimiento petrolífero de Kashagan en el Mar Caspio improbablemente comience antes de 2009-2010 debido a las dificultades tecnológicas relacionadas con el desarrollo (ver más arriba). La producción petrolera está prevista para el inicio de 2005.

Análisis: Nueva política petrolera ecuatoriana

**Entre los objetivos del nuevo gobierno está el campo ITT (Ishpingo-Tambococha-Titutini)*

Entre las prioridades del nuevo presidente de Ecuador, Rafael Correa está la renegociación de los contratos vigentes con las petroleras extranjeras para ampliar la participación estatal en la producción. Sin embargo, su principal asesor de energía, Carlos Pareja, que puede desembarcar en Petroecuador dijo que el gobierno va a recoger más inversiones del sector privado para dinamizar el sector.

Tras las frases de nuevo presidente, las empresas han advertido que Ecuador debe ser cuidadoso en su política petrolera, porque sus acciones podrían elevar sus recursos en el corto plazo, pero hipotecar las futuras inversiones requeridas para mantener al día su industria. *"Las compañías están preocupadas porque nuevamente se estaría intentando romper la seguridad jurídica"*, dijo el presidente de la Asociación de la Industria Hidrocarburífera de Ecuador, René Ortiz (La Jornada, 1/12). *"el Estado recibe de 71 a 87 por ciento del total de las rentas petroleras (dependiendo del tipo del contrato), mientras las empresas se reparten el resto"*.

Según Carlos Pareja, *"para que consigamos más inversiones, tendremos que recurrir a la iniciativa privada, porque el Estado no puede destinar fondos para proyectos de riesgo"*. La declaración de Pareja contrasta con posiciones asumidas por Correa durante la campaña, cuando él dijo que *"las inversiones extranjeras no están trayéndonos más empleos"*. Al tiempo Pareja sostuvo es necesario desarrollar algunos proyectos como el ITT (Ishpingo-Tambococha-Titutini). En un mensaje que intenta brindar confianza y seguridad a los socios privados de Petroecuador.

El nuevo director de Petroecuador dijo a La Hora (29/11) que la relación petrolera se equilibró con la aprobación este año de una reforma que obliga a las petroleras a entregarle a la

caja fiscal al menos un 50 por ciento de los ingresos extraordinarios producto de los altos precios del crudo. En El Universo (29/11) Pareja dijo que *"lamentablemente el gobierno de Alfredo Palacio no ha invertido adecuadamente en la producción de Petroecuador, reduciendo en 25.000 barriles diarios la producción de crudo nacional"*.

Actualmente, la estatal Petroecuador recibe del 22% a 30% líquidos de la producción de las compañías privadas de petróleo que operan en el país, sin contar los impuestos. *"Vamos a revisar la participación (en volumen) del Estado en esos contratos"* dijo Correa a El Comercio (27/11) sin especificar la relación porcentual que recogerá. Correa además que el actual esquema de distribución es injusto, de ahí la prisa para ampliar la producción y alimentar la recaudación fiscal.

Durante los últimos diez años, el quinto mayor productor de petróleo del continente se mostró incapaz de aumentar el número de las concesiones o de empresas extranjeras interesadas en proyectos de riesgo, transporte o refinación. La estatal no consigue aumentar su producción e, inclusive, vio disminuirla en los últimos dos años.

Ecuador produce 530 mil barriles de petróleo por día (bpd). Cerca de un 49% de este volumen es extraído por empresas extranjeras, como Repsol YPF, la china Andes Petroleum y Petrobras. La empresa brasileña dice que ya invirtió en el país andino, desde 1997, más de 430 millones de dólares y tiene planes de inversión de 300 millones para los próximos años. Produce cerca de 32 mil bpd y tiene participación del 11% en el mayor oleoducto ecuatoriano (Valor, 29/11). Sin embargo la Petrobras viene sufriendo presión de grupos civiles y políticos que la acusan de haber infringido las leyes ecuatorianas al repasar parte de sus operaciones a un grupo japonés. Además de eso, indígenas y ecologistas atacan el proyecto de la empresa brasileña de explorar petróleo en un campo de un parque natural en Amazonia.

Los lineamientos del nuevo gobierno en materia petrolera

*Considera necesario fortalecer a la estatal Petroecuador. No hay planes para desaparecerla, sino ponerla a trabajar en igualdad de condiciones frente a otras operadoras.

*El gobierno de Correa no designará árbitro alguno para que represente a Ecuador en el arbitraje planeado por Oxy, porque considera que la caducidad no es objeto de negociación.

*No se revisarán los contratos petroleros porque la última reforma de la ley de hidrocarburos ya estable una mejor participación para el Estado.

*No respalda la suscripción de contratos de última hora, y, por tanto, no respalda el proceso para adjudicar campos marginales.

¿Crisis en el sector eléctrico brasileño? Ante un marco desfavorable

Para Brasil crecer en los niveles que desea el gobierno, es preciso acelerar las inversiones en el sector eléctrico. Los planes del presidente Lula de elevar el crecimiento del país en niveles superiores al 5% por año a partir del 2007 pueden ir *"água abaixo"* si no consigue obtener inversiones en energía. Coincidentemente, con la inminencia de una nueva crisis eléctrica en el segundo mandato de Lula, como ocurrió en 2001, en la administración de Fernando Henrique Cardoso.

Hasta ahora, según los especialistas, lo que jugó a favor de la oferta de energía en Brasil es el tímido avance de la economía, abajo del 3% al año. Si el país comienza a crecer por encima de un 5% al año, el sector eléctrico no deberá soportar mucho tiempo. De acuerdo con los datos de Gásenergy, los riesgos de déficit estarán por encima de los 5% tolerados a partir del año próximo, en algunas regiones del país.

"Como consumidor, estoy preocupado con la situación. Si creciéramos un 4% o un 5% el apagón estará más cerca", enfatiza Mario Cilento, presidente de la Associação Brasileira dos Grandes Consumidores de Energia (Abrace), cuyos asociados representan un 25% del PBI brasileño.

En la evaluación de Gorete Paulo, de la Fundación Getúlio Vargas (FGV), además de la falta de gas para aprovisionar las térmicas, hay otras cuestiones que aumentan el riesgo de déficit del País. Uno de ellos es exactamente el argumento del gobierno de que las distribuidoras están un 100% contratada hasta 2010. *"El hecho es que hay un 20% de ese mercado, llamado libre, que no está siendo considerado por el gobierno"* sostiene. *"Es preciso saber como están esos consumidores, formados por las grandes empresas"*.

¿Los contratos cuando vencen?, cuestiona ella. La cuestión es que, si esos consumidores libres que no tuvieron energía para aprovisionar, ellos van a golpear la puerta de las distribuidoras. De ahí que el 100% de los contratos está agua abajo. *"O será que la solución será parar esas empresas"*, cuestiona otro especialista.

De acuerdo con datos de Comerc –con base en informaciones de Aneel, pero representando sólo un 20% de las operaciones del mercado libre-, un 49% de los consumidores libres tendrán sus contratos venciendo entre 2007 y 2010 y un 51% entre 2011 y 2016. Comerc dijo también que los consumidores libres ya encontraron dificultad para renovar sus contratos. Eso porque las generadoras direccionaron un monto importante de energía para las distribuidoras por medio de subastas del gobierno.

Más de 20.000 MW fueron negociados en esos procesos, lo que "sacó" del mercado la energía disponible para contratación por los consumidores libres. Comerc apunta aunque cerca de un 29% de los consumidores libres tendrán sus contratos venciendo entre 2007 y 2009. *"El gran desafío del gobierno es garantizar el abastecimiento de 2009 y 2010"*, dijo Gorete.

El profesor de la Coordinación de los Programas de Postgrado de Ingeniería de la Universidad Federal de Río de Janeiro (UFRJ), Luiz Pinguelli Rosa, ex-presidente de la Eletrobrás, afirma que el riesgo de racionamiento ya está ahí. La idea de que el riesgo va a disminuir está sólo en el papel. *"Estoy ronco de alertar sobre el hecho que país puede entrar nuevamente en un colapso. La resolución de Aneel es sólo la confirmación de los problemas existentes. Pero oficializar o no la falta de capacidad de las térmicas de funcionar plenamente no va a solucionar el problema"*.

Pinguelli afirma que la inclusión de las térmicas en el sistema eléctrico fue apenas hecha y intempestiva, además de dar enormes perjuicios a Petrobrás. *"La cuestión es que el gobierno Lula no hizo nada para resolver eso. Está quedándose todo debajo de la alfombra"*. Para administrar la crisis, la alternativa será necesario usar térmicas bicom bustibles, que deberán

generar un gran costo para el país y, consecuentemente para el consumidor. *"Ese es el precio de no hacer las cosas con antelación"*.

Cilento añade también que hubo un gran incentivo de Petrobrás y del gobierno para aumentar el consumo de gas natural en varios sectores. Eso incluyó la transformación de varias industrias, que pasaron a adoptar el gas en lugar de óleo combustible y diesel, y el aumento de las térmicas en la matriz energética. Además de eso, el consumo de vehículos tuvo una explosión en los últimos años. Sólo olvidaron de elevar la oferta. "Hice mis opciones como consumidor y ahora eso ya no es válido", dijo el ejecutivo.

La historia de una crisis anunciada

Las primeras señales surgieron en 2000, pero el gobierno aplazó la decisión de racionamiento hasta mayo de 2001. La crisis energética que alcanzó a Brasil de junio de 2001 a febrero de 2002 insertó la palabra apagón en el vocabulario de los brasileños y obligó a la población de las Regiones Sudeste, Centro-Oeste y Nordeste a adoptar hábitos de consumo de energía extremadamente económicos. La economía, con un crecimiento del productor bruto interno (PBI) del 4,4% en 2000. En 2001, el racionamiento golpeó la producción y redujo el crecimiento a un 1,3%.

Con la crisis instalada en el gobierno de Fernando Henrique Cardoso, el comando de emergencia de racionamiento se desplazó para Palacio de Planalto, bajo la coordinación de Pedro Parente, de la Casa Civil, que asumió la presidencia de la Cámara de Gestión de la Crisis de Energía. La medida alejó del control el Ministerio de Minas y Energía.

La primera resolución de la Cámara, de 16 de mayo de 2001, prohibía partidos de fútbol a la noche y reducía en un 35% la iluminación pública. El día 22 vino el racionamiento del 20% para residencias y comercio y, después, cortes del 15% a un 25% en el consumo de las industrias.

Las señales del problema comenzaron en 2000, con el aumento de la importación de energía. Especialistas ya alertaban sobre la inminencia de una crisis energética y la posibilidad del riesgo de déficit de energía que iba a pasar un 5%. La falta de inversión en nuevas plantas y líneas de transmisión de energía y el atraso en las obras en marcha eran los argumentos de los conocedores del sector, de fuera del gobierno, para sostener la tesis de que los problemas estaban próximos. La falta de lluvias vino para agravar la situación. Aún con esos alertas, poco antes de crear la Cámara, el gobierno meditaba sólo una "racionalización".

De acuerdo con el presidente del Centro Brasileño de Infraestructura (CBIE), Adriano Pires, la falta de inversiones fue causada por la interrupción del proceso de privatización de las generadoras. *"Con eso, no hubo ni inversión privada, ni estatal"*, dice Pires. "Este es también uno de los problemas del modelo del PT, que favorece la *estatização* del sector y no atrae inversiones privadas", añade. *"Estamos a las vísperas de otro apagón, por un error de diagnóstico. No fue la privatización que causó el apagón, pero la falta de ella"*.

En julio de 2001, una comisión creada para apuntalar las causas del racionamiento presidida por el entonces presidente de la Agencia Nacional de Aguas (ANA), Jérson Kelman, hoy director-general de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Aneel), presentó un informe dividiendo la responsabilidad por la crisis energética entre el Ministerio de Minas y Energía, Aneel y el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS).

El documento, conocido como "Informe Kelman", concluyó que esos órganos más Electrobras sabía, ya a mediados de 1999, que había riesgo de un déficit de energía muy elevado para 2000 y 2001. El documento dice que el entonces ministro Rodolpho Tourinho dio instrucciones para que las evaluaciones de riesgo no fueran divulgadas para no preocupar exageradamente a la población.

La comisión concluyó que hubo un fallo en la comunicación entre los órganos del gobierno y por eso la necesidad de hacer el racionamiento no fue "debidamente señalada" al presidente Fernando Enrique. El informe concordó con las previsiones de los especialistas no pertenecientes al gobierno de que el atraso en la construcción de plantas y líneas de transmisión fue el factor preponderante para la crisis.

En mayor de 2001, las reservas de las regiones Sudeste y Centro-Oeste estaban operando con sólo un 29,69% de su capacidad. El peor mes, septiembre, el nivel llegó a un 20,69%. En el Nordeste, el nivel de agua en las reservas estaba en un 27,29% en mayo y en un 7,84% en noviembre.

Producción peruana de petróleo y gas suben en noviembre

La producción peruana de petróleo subió en noviembre un 16,1 por ciento frente al mismo mes del año pasado, mientras que la de gas se incrementó en un 3,4 por ciento, informó el viernes la estatal Perupetro. La producción de hidrocarburos líquidos alcanzó en noviembre los 3,6 millones de barriles, frente a los 3,1 millones de barriles del mismo mes del año previo.

El resultado obtenido en noviembre es también mayor al de octubre, cuando la producción de hidrocarburos líquidos alcanzó los 3,3 millones de barriles. "*La mayor producción correspondiente a noviembre 2006, se debe a la normalización de la producción de los pozos paralizados por inconvenientes con las comunidades nativas ubicadas en los lotes 1-AB y 8 operados por Pluspetrol*", dijo Perupetro.

La argentina Pluspetrol paralizó en octubre por 12 días sus operaciones en la selva norte de Perú, debido a una protesta de nativos que demandaban mejoras ambientales en la zona. Con ese resultado, la producción total de hidrocarburos líquidos entre enero y noviembre fue de 38,5 millones de barriles, lo que equivale a un promedio de 115.227 barriles por día (bpd), un 3,1 por ciento más que en el mismo lapso del 2005.

Según Perupetro, el mayor aporte a la producción nacional de hidrocarburos líquidos entre enero y noviembre corresponde al Lote 88-Camisea, operado por Pluspetrol, con 34.698 bpd. En tanto, la producción de gas natural alcanzó en noviembre los 5.728 millones de pies cúbicos, frente a los 5.540 millones de pies cúbicos del mismo mes del año previo, dijo Perupetro.

El resultado de noviembre fue menor al de octubre, cuando la producción de gas natural alcanzó los 6.536 millones de pies cúbicos. "*La menor producción se debe a que la Planta de Separación de Malvinas-Lote 88 operó menos horas debido a trabajos de mantenimiento de la misma, y a la menor nominación por parte de TGP (Transportadora de Gas del Perú) por trabajos de mantenimiento en su ducto principal*", dijo Perupetro.

La producción total de gas natural entre enero y noviembre alcanzó los 56.971 millones de pies cúbicos, lo que equivale a un promedio de 170,6 millones de pies cúbicos por día y representa un incremento de un 18,2 por ciento respecto al mismo período del año pasado.

Según Perupetro, el mayor aporte a la producción nacional de gas también corresponde al lote 88 de la reserva de Camisea, ubicada en el sureste del país, con 101,2 millones de pies cúbicos por día. Perupetro informó además que la actividad extractiva de hidrocarburos a nivel nacional generó al Estado entre enero y noviembre tributos por 2.206,5 millones de soles (unos 686,5 millones de dólares).

Shell, entre realineamientos e incursiones en lugares considerados hostiles

Dos acontecimientos marcaron esta semana la política de realineamientos de la anglo-holandesa Shell en la búsqueda de mayores rendimientos y mejor manejo coyuntural derivado de los aprendizajes de Sakhalin. La opción de "buenas relaciones" con el gobierno de Bolivia aún estando en una posición, a priori, desfavorable y la posibilidad de ingresar en el yacimiento iraní Yadaravan cuyo potencial para el mercado chino es altamente atractivo, -acción aleatoria que marca las distensiones relativas entre Irán y Estados Unidos (el tema es el tiempo que durará)-, pueden ser indicios de una política estratégica de la empresa.

El gobierno boliviano inició gestiones para la compra de acciones de la empresa anglo-holandesa Royal Dutch Shell en la transportadora de hidrocarburos Transredes, anunció el domingo el mandatario boliviano Evo Morales (Reuters, 3/12).

Morales junto a su ministro de Hidrocarburos, Carlos Villegas, viajó la semana pasada a Holanda para una visita de estado lo que permitió dialogar con ejecutivos de Shell sobre sus acciones en la transportadora Transredes de Bolivia. *"Hemos conversado con la empresa Shell que es accionista de Transredes, (están) dispuestos a cedernos el 16 por ciento de acciones para que Bolivia tenga el 50 más uno de acciones en Transredes,"* dijo Morales.

La anglo-holandesa Shell tiene el 51 por ciento de las acciones de la transportadora Transredes, que tiene control de los principales ductos de petróleo y gas en el país andino. El resto de las acciones pertenecen a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) que controla 33,57 por ciento y el restante 16,43 está en manos de privados.

El gobierno boliviano busca adquirir al menos 16 por ciento de las acciones de Shell para que YPFB tenga el 51 por ciento del total. Morales no reveló más detalles de la futura compra de acciones. El mandatario boliviano dijo que Shell tiene interés en operar en Bolivia.

"Esta empresa quiere firmar, respetando las leyes bolivianas como dijo textualmente, acuerdos a largo plazo, inversión y exploración en campos tradicionales y en campos no tradicionales," sostuvo.

Shell podría integrar un yacimiento iraní

Shell podría adquirir una participación en un yacimiento petrolero Yadavaran, en el sudoeste de Irán, de 3.000 millones de barriles, como parte de un acuerdo entre la empresa china Sinopec e Irán.

Conforme al acuerdo firmado por Sinopec, China pagaría una cifra cercana a los 100 mil millones de dólares en los próximos 25 años para la adquisición de cerca del 51% del yacimiento

petrolífero que está en la provincia de Khuzestan, cerca de la frontera con Irak (Internacional Herald Tribune, 27/11) .

"Hemos apoyado a Sinopec en una propuesta técnica para la valoración y el desarrollo del yacimiento de Yadavaran que han presentado a NIOC (compañía nacional petrolera iraní), dijo un portavoz de Shell. El portavoz declinó decir qué nivel de participación recibiría Shell en el proyecto, si seguía adelante, o el cronograma previsto para el negocio.

En los últimos días, el director administrativo de NIOC, Gholamhossein Nozari, fue citado por el sitio de Internet del Ministerio de Petróleo Shana diciendo que todos los elementos del contrato habían sido ultimados y que el convenio estaba casi listo para su firma.

La constitución de Irán prohíbe a los extranjeros tener derechos en los recursos naturales. En cambio, las firmas extranjeras pueden llegar a "*buyback agreements*" para financiar el desarrollo de las reservas, entregarlas al control iraní y luego recuperar su inversión con una tasa de rendimiento de acuerdo con la producción subsecuente.

Irán negocia con varias empresas chinas para desarrollar el sector de energía. En la actualidad sostiene conversaciones con CNOOC, productor offshore chino, para el desarrollo del campo de gas North Pars en el Golfo.

El compromiso potencial de Shell contrasta con la posición de su rival British Petroleum, cuyo presidente ejecutivo John Browne dijo que no invertirá en Irán por temor a antagonizar con Estados Unidos, donde la firma es el mayor productor de petróleo. En realidad, BP hizo un redireccionamiento de sus negocios enfocándose en Rusia.

Irán es en la actualidad el más grande proveedor de China según los datos de octubre con 1.79 millones de mt, quitándole el primer puesto a Arabia Saudita, según las cifras suministradas por el Chinese General Administration of Customs (Platts, 28/11). Las provisiones iraníes aumentaron 11,22%, más de 1,61 millones de mt en septiembre. El volumen de octubre está considerado en 16,54% de las importaciones totales actuales de China de 10,82 millones de mt para el mes. Irán pasó a inicios del presente año a ser el primer proveedor del sector.

Chile: Proyecto propone reforma constitucional para liberar la exploración de hidrocarburos

** La proposición es abrir el espacio a las empresas privadas en el mismo régimen que tienen las empresas para la minería*

**Las Energías Renovables No Convencionales (ERNOC) no son competitivas*

Liberar la exploración y explotación de los hidrocarburos -como el gas y el petróleo- permitiendo que los privados puedan participar en el proceso, sin las restricciones que establece la Constitución chilena, es el objetivo central del proyecto de reforma constitucional que presentó el senador RN Baldo Prokurica (El Mercurio, 4/12).

"Hoy, la exploración y la explotación de hidrocarburos sólo pueden hacerla empresas del Estado o privados en asociación con empresas del Estado. Ese es un régimen que mientras se

mantenga no habrá posibilidades de que se crezca en el mercado de hidrocarburos", enfatiza el parlamentario, que además es integrante de la comisión de Minería y Energía del Senado.

En efecto, hoy el Estado tiene el dominio exclusivo e inalienable de todos los yacimientos y además declara que no son objeto de concesión los hidrocarburos líquidos o gaseosos, por lo que, según Prokurica, si una empresa se asocia con el Estado para hacer una exploración y descubre algún hidrocarburo, no es de ella, no es ni siquiera una concesión como en el caso de los minerales. *"Es hora que nos liberemos de las ataduras. Hay que abrir el espacio a las empresas privadas en el mismo régimen que tienen las empresas para la minería", señala. "Chile es uno de los pocos países de Latinoamérica que no tiene petróleo y que posee muy poco gas, sólo en Magallanes y, por tanto, parte importante de la responsabilidad se debe a que no hay, ni hubo, ni va a haber empresas interesadas en participar en las actuales condiciones"* (El Mostrador, 29/11).

Por eso el proyecto -que se verá en unos 15 días y que cuenta además, con el respaldo de los senadores Sergio Romero, Antonio Horvath y Jaime Orpis- apunta a dos factores clave: el primero es abrir la opción de concesionar la exploración y explotación de hidrocarburos, y el segundo es terminar con la no apropiabilidad de los recursos que se descubran.

"En la realidad actual con los países vecinos, que nos tienen cortada la válvula y casi de rodillas, hay que darle la oportunidad a los privados. Esto no es magia, pero si la propia Enap ha dicho que en Chile no hay petróleo, para qué mantenemos esta suerte de 'monopolio", dice el senador. Asegura que la idea es seguir la línea que tomó Brasil, que hace 10 años tenía restricciones similares, y "que por mucho tiempo no contaba con gas ni petróleo hasta que se abrió a los privados, y hoy casi la mitad del petróleo lo produce dentro del país e incluso descubrió gas en el Amazonas". Las solicitudes en esta línea ya habían venido de parte del ex ministro de Economía, Jorge Rodríguez, quien señaló que "el privilegio y la suerte de monopolio de Enap a Chile no le convienen".

En Chile, el desarrollo de los hidrocarburos (petróleo y gas natural) está doblemente distorsionado. La norma constitucional, a diferencia de los demás minerales, impide la propiedad de particulares y su exploración y beneficio, salvo que el Estado no lo haga directamente y otorgue concesiones administrativas, o convenga contratos especiales de operación, bajo las condiciones que el Presidente de la República fije, para cada caso, por decreto supremo. Las autorizaciones a particulares son de dilatada tramitación y se prestan para complejas fórmulas para salvar normas que son rémora de tendencias equivocadas.

El único paso que el Gobierno está dando en esta línea es la licitación que hará para encontrar socios que quieran explorar, junto a Enap, en tres bloques en Magallanes: Coirón, Caupolicán y Lenga, en que ya habría interés de más de 10 petroleras, entre las que están Petrobras, British Gas, Chevron, Marathon y Apache. Prokurica valora el esfuerzo, pero dice que no es suficiente. *"Quiero reconocer el esfuerzo de la ministra Karen Ponjachik para abrir espacios, dentro de la legislación vigente, a privados, pero hay que cambiar lo que establece la Constitución", afirma.*

El 1 de diciembre El Mercurio reflexionó en un editorial a respecto: *"Reconocer la distorsión que causa Enap no significa desmerecer la gestión que está cumpliendo la actual administración de esa empresa estatal, que, por lo demás, ha dejado abierta la solicitud de los particulares para explorar diversos bloques y que está teniendo una decisiva participación en el proyecto de gas natural licuado en Quintero, vital para terminar con la dependencia del gas natural argentino".*

Altos costos de las energías renovables

El gobierno está preocupado por el impacto que tendrá en los hogares el proyecto de ley que enviará al congreso para promover las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), uno de los principales compromisos que asumió la presidenta Bachelet con el mundo ecologista. La inquietud del ejecutivo chileno radica en el efecto que tendrá ese tipo de energías en las cuentas de la luz que pagan los clientes residenciales y las empresas que operan en el país (LaTercera, 29/11).

Debido al alto costo de inversión que implica desarrollarlas, el gobierno no está planteando un modelo de subsidios cruzados para absorber el gasto adicional de 70 millones de dólares, que deberá asumir el sistema eléctrico para contar con las ERNC. Esa carga adicional implica a partir de las nuevas licitaciones de suministro que tienen que hacer las distribuidoras para el próximo año. *"Hubo un consenso en que este tipo de energías no son competitivas"*, dijo un asistente al encuentro.

La forma del subsidio es considerada distorsionada por un selecto grupo de expertos del sector eléctrico. Ellos se lo hicieron ver a las autoridades en una reunión privada que convocó la Comisión Nacional de Energía (CNE)

Tras dos horas de debates, los asistentes concluyeron que la vía escogida por el gobierno no era la mejor alternativa para promover las ENRC. Según comentaron asistentes al encuentro, la propuesta del gobierno se basa en que se obliga a los clientes regulados y libres a tener un porcentaje de su abastecimiento eléctrico proveniente de este tipo de energías. Si eso no se cumple, la firma generadora deberá pagar una multa. *"La mayoría rechazó esa propuesta porque implicaría dar un subsidio que podría transformarse en un costo para las tarifas eléctricas"*, indicó una fuente no revelada.

Entre las propuestas, se mencionó la posibilidad de crear un fondo con los recursos obtenidos del royalty y hacerlos concursables a diferentes proyectos del ENRC.

Cifras y Notas del Sector:

Rendimiento de las arenas bituminosas (Enerzine, 30/11)

Los depósitos de las arenas bituminosas y las napas de petróleo usuales difieren no sólo por su extracción sino también por su composición química, de donde el problema espinoso queda para las refinerías y la industria de los automóviles.

Desde hace algunos años, la producción de las arenas bituminosas de Alberta alcanzaron el régimen de un millón de barriles por día y las reservas canadienses están estimadas en 175 mil millones de barriles.

Sin embargo, los derivados de estas arenas, recién llegados al sector de energía, plantean la pregunta sobre el lugar que ocuparán en la familia de los derivados del petróleo. Por

consiguiente las refinerías convencionales pueden aumentar sólo hasta el 25% del crudo sintético a su mezcla antes que la calidad del producto final se deteriore.

Más pesados, estos hidrocarburos sirven actualmente para fabricar combustible diesel. *"Esta variación en la composición química tiene varias repercusiones, que van, con la manera en la que el petróleo sintético es refinado hasta el gases producidos"*, dijo Greg Smallwood, que dirige el grupo de especialistas en combustión del Instituto de tecnología de los procesos químicos y del medioambiente de CNRC (ITPCE-CNRC) en Ottawa.

Esto es cerca del 30% más eficaz que el motor con esencia, los óxidos de nitrógeno que suelta el combustible diesel cuando se quema. En respuesta al estudio, los investigadores del CNRC cooperan con científicos del National Renewable Energy Laboratory (NREL) del departamento de energía con el fin de evaluar el rendimiento y las emisiones de los combustibles clásicos y no convencionales quemados a baja temperatura, tecnología que los fabricantes de automóviles privilegiarán para la próxima generación de motores.

Colombia pondrá en marcha una capacidad combinada de 871 MW (BN América, 2/12)

Colombia pondrá en marcha seis proyectos de generación eléctrica de aquí al 2011 por una capacidad combinada de 871MW, dijo en una presentación el director de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) del gobierno, Carlos Flórez.

Entre los proyectos en carpeta figuran la central a gas de 54MW El Morro, que comenzará a operar en febrero del 2007; la hidroeléctrica de 80MW Río Amoyá, que debiera iniciar operaciones en julio del 2009; la planta a carbón de 50MW Argos, que entraría en funcionamiento en enero del 2010; y el proyecto hidroeléctrico de 27MW Río Manso, con inicio programado para agosto del 2010.

La iniciativa de mayor envergadura, la hidroeléctrica de 660MW Porce III, se pondrá en marcha en dos etapas: la primera en septiembre del 2010 y la segunda, el 2011. La capacidad neta de generación de Colombia a fines del 2005 llegaba a 13.348MW, cifra que incluía 8.532MW de hidroelectricidad, según Flórez, quien hizo estas declaraciones durante la Feria Internacional del Sector Eléctrico (FISE), efectuada en Medellín, Colombia.

Además, la UPME presentará este mes el plan energético nacional para el 2006-2025, declaró. Este detalla la estrategia para desarrollar el sector, lo que incluye energías alternativas, hidrocarburos y gas.

Ecuador: 8 interesadas en construir el almacenamiento de gas (El Comercio, 4/12)

El plazo para la entrega de ofertas de las empresas interesadas en construir el sistema de almacenamiento de gas licuado en tierra se extendió por 30 días. Es decir, hasta el próximo 4 de enero. La convocatoria establecía inicialmente que los sobres con las propuestas económicas debían entregarse este lunes. Las empresas que compraron las bases son Conduto Ecuatoriano, Norberto Odebrecht, Consultoría Colombiana, Dygoil, Gasmar, Glencore, Puma Energy y Techint.

Actualmente, Ecuador cuenta con un sistema de almacenamiento flotante que le cuesta cada año 60,7 dólares por tonelada métrica, mientras que el costo por tonelada en el esquema

de acopio en tierra se proyecta en 20 dólares, según Petrocomercial. Por ello, el ahorro se aproxima a los USD1.600 millones en los próximos 20 años.

El proyecto plantea instalar un sistema de almacenamiento criogénico de 50.000 toneladas para recibir buques con una carga de 40.000 t. Este se ubicará en la población de Monteverde, en Guayas, y se conectará por medio del gasoducto Monteverde-Pascuales (de 10 pulgadas y de 127 Km. de longitud) a la Terminal de despacho para la distribución del producto.

En la Terminal de despacho se instalarán tres esferas de 2 000 t, cada una. Así la capacidad de almacenamiento para entregas diarias llega a 6 000 t. Otro de los componentes de este sistema integral son las terminales marítima y terrestre en Monteverde, así como la instrumentación y control. Este último contará con una aplicación de control y supervisión Scada.

La ejecución de la obra debe contar con la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental para cada fase del proyecto: terminales marítima, terrestre y despacho, así como el gasoducto.

El ministro de Energía, Iván Rodríguez, anunció que el interés del Gobierno es firmar el contrato hasta antes del 15 de enero, cuando concluye el periodo del actual régimen. Empero, la ampliación del plazo de entrega de ofertas alargará el proceso de revisión, que determinará que el gobierno de Correa decida sobre el proyecto, dijeron fuentes de Petrocomercial.