



## ENERGÍA E HIDROCARBUROS

### CONTENIDO

1.	<i>Precio del LNG podría dispararse por mayor demanda y nuevo comercio</i>	1
2.	<i>Director de Petrobras hace comentarios acerca de las inversiones en el sector de abastecimiento fuera de Brasil</i>	2
3.	<i>Brasil: los hallazgos tal vez replanteen la política de regalías</i>	3
4.	<i>Sistemas de Infraestructura Lineal: el nuevo reto de ISA</i>	4
5.	<i>A dos años de la “Nacionalización de los Hidrocarburos” Bolivia ahuyentó inversiones y perdió capacidad de producción</i>	5
6.	<i>Avanzan negociaciones en Bolivia para nacionalizar petroleras</i>	9
7.	<i>Jindal exportará su producción por la hidrovía Paraguay-Paraná</i>	9
8.	<i>El gobierno quiere comprar 100 mil barriles adicionales de diésel venezolano</i>	10

### **1. Precio del LNG podría dispararse por mayor demanda y nuevo comercio**

Los consumidores que sufren las subidas de precio de la gasolina podrían estar al borde de otro dolor de cabeza, esta vez cortesía del primo del petróleo: el gas natural.

Estados Unidos es un buen ejemplo de las dificultades que enfrenta este sector. Allí, los precios del gas natural han subido 93% desde agosto, a medida que países necesitados del mismo combustible, como Corea del Sur y Japón, compiten en un mercado globalizado que prácticamente no existía hace 50 años. Aun así, los precios en EE.UU. son la mitad que en otros mercados, lo que sugeriría que todavía tienen mucho espacio para subir.

El apetito global por gas natural tiene serias implicaciones para la economía estadounidense, que está luchando contra presiones inflacionarias y parece encaminada a una recesión. El gas natural

calienta la mitad de los hogares de EE.UU., genera el 20% de la electricidad del país y sirve para producir desde fertilizante hasta bolsas de plástico. En marzo, el incremento en los precios del gas natural contribuyó a un alza mayor de lo anticipado de 1,1% en los costos a los productores, según el Departamento de Trabajo de EE.UU.

La semana antepasada, un informe de Barclays Capital advirtió que, en parte por el alza en los precios del gas natural, EE.UU. podría empezar a experimentar un alza en los costos de la electricidad en apenas un año. “La energía está lista para su próximo auge”, señalan los analistas. “Cuando los mercados energéticos se contraen, los precios no suben, se disparan.”

La novedad es la competencia global por precios. Antes de 2003, el gas era un producto regional, consumido cerca de donde se producía y transportado por gasoductos. Debido a lo complicado que es su transporte, el gas solía ser simplemente quemado como desecho en los pozos petroleros. Esto cambió con el desarrollo de métodos baratos para enfriar y transportar el combustible en forma líquida a través del océano. Entonces, el comercio global despegó.

Hoy, Japón paga unos \$US 20 por un millón de unidades termales británicas de gas natural licuado (LNG), casi el doble que EE.UU. Por eso, a EE.UU. le cuesta más atraer las importaciones que necesita para complementar su producción doméstica. El incremento en el comercio global de gas natural se debe en parte a las enormes inversiones realizadas desde 2003 en instalaciones de gas licuado para exportación. Esto creó economías de escala y redujo aún más el costo de producir y transportar LNG a través de largas distancias. Esto desató una revolución en los mercados de gas. Antes, países como Nigeria y Qatar, poseedores de vastas reservas, no disponían de una manera fácil de venderlo a los mercados que lo necesitaban.

Sin embargo, el mercado está evolucionando de otra manera. Un cambio clave es la forma cómo se redactan los contratos de venta de LNG. Hasta hace poco, mandaban los compradores: podían conseguir acuerdos y precios a largo plazo. Por ejemplo, un vendedor como Indonesia podría haber acordado transportar LNG a Japón durante 10 años por un precio fijo. Hoy son los vendedores quienes tienen la sartén por el mango, exigiendo que los contratos se flexibilicen para poder vender su producción a mercados donde los precios son más altos. (Usualmente, aceptan a cambio de compartir las ganancias con el cliente original.) Todo esto ha permitido a los proveedores ofrecer su producto al postor más alto, lo que ha añadido volatilidad a los precios.

Un ejemplo: cuando un terremoto provocó el cierre de una central nuclear en Japón, el año pasado, las empresas de servicios públicos elevaron su uso del gas natural. Los precios se dispararon en el país y eso, a su vez, causó alzas en Europa.

*Fuente: Ann Davis y Russell Gold The Wall Street Journal*

## **2. Director de Petrobras hace comentarios acerca de las inversiones en el sector de abastecimiento fuera de Brasil**

El director del Área Internacional de Petrobras, Jorge Luiz Zelada, destacó hoy (25/4) que Petrobras está evaluando un número cada vez mayor de proyectos de abastecimiento (refinación, comercio y transporte) en el exterior. El ejecutivo presentó las metas de inversiones y de producción fuera de Brasil en el “17º Café con Energía”, promovido por la Organización Nacional de la Industria del Petróleo (ONIP), en Río de Janeiro.

Zelada informó las cifras del plan de negocios para el período 2008-2012, el cual prevé inversiones del orden de US\$ 15 mil millones en el exterior, de los cuales un 70% se aplicará en el segmento de exploración y producción. "Esta división ya ha sido muy distinta. Se están haciendo más análisis de proyectos de abastecimiento que se podrán llevar a cabo fuera del país", dijo, subrayando los sectores de refinación, transporte y comercialización. Para 2012, las metas son 436 mil barriles equivalentes de petróleo por día (boed) de producción y 348 mil barriles diarios de capacidad de refinación – frente a los actuales 200 mil.

"Petrobras está centrándose en estos segmentos porque generan valor añadido al crudo, y, en este momento, la Compañía se ve frente a un excedente de producción", afirmó. Destacó aun la reciente adquisición de la refinería Nansei Sekiyu, en Okinawa, Japón, que marca la entrada de Petrobras en el Este Asiático en condición de operadora. Las inversiones previstas en este sector incluyen aun la adaptación y ampliación de la capacidad de refinación en Estados Unidos (refinería de Pasadena) y la adaptación de la capacidad de refinación en Argentina.

El ejecutivo resaltó que la alianza estratégica con la industria brasileña se repite en las inversiones de Petrobras en el exterior. Entre 2006 y 2007, se registró un crecimiento de un 50% en el suministro de recursos de la industria nacional para proyectos del Área Internacional de Petrobras. "Se constató un extraordinario aumento de las ventas, pero tenemos que fijarnos en el gran potencial del mercado: nuestro volumen de compras fue del orden de US\$ 2 mil millones en 2007 y la participación de la industria nacional se encuentra alrededor de un 8%", afirmó.

Asimismo, Zelada habló de los proyectos en América Latina, entre ellos la negociación de contratos que se está llevando a cabo con Ecuador y la evaluación de la participación de la empresa en hasta el 10% en el campo Carabobo, en Venezuela.

*Fuente: Publicada en pagina web de Petrobras el 25/04/2008*

### **3. Brasil: los hallazgos tal vez replanteen la política de regalías**

Mientras presiona el cabildeo internacional de las grandes petroleras, quizás el gigante sudamericano aproveche los altos precios (el crudo WTI ha superado dos veces los US\$ 115) para obtener más ingresos.

Al presente, ese gobierno cobra impuestos y regalías inferiores el promedio de países productores. Esta situación era anterior al comienzo de siglo, cuando Brasil era importador neto de hidrocarburos y necesitaba atraer capitales para explorar. Ahora todo cambia: el país ha hecho tres descubrimientos espectaculares en el mar, tal vez esté séptimo en reservas y va en vías de ser gran exportador.

Hasta el momento, las reservas detectadas bajo una gruesa capa de salitre pueden superar 40.000 millones de barriles, medidas en crudo, contando el área Carioca, la última en aparecer. Por supuesto, estos hallazgos involucran también a compañías como la noruega StatoHydro, Exxon Mobil y dos gasíferas, la británica BG Group y la portuguesa Galp Energia.

Entretanto, fuentes allegadas al "lobby" de grandes compañía privadas sostienen que la autoridad reguladora brasileña se ha apresurado a revelar el tercer descubrimiento de reservas submarinas en pocos meses. Sin embargo, en general los analistas albergan pocas dudas sobre el potencial real.

A su vez, los privados –inducidos desde la Opep- quieren conocer exactamente cifras y los costos. En particular, porque se trata de yacimientos más allá de la plataforma continental, muy angosta desde el norte del río de la Plata hasta el delta del Orinoco.

De cualquier modo, el contexto es similar al primer descubrimiento (área Tupí, 2007), donde la misma capa salitrosa oculta reservas que convierten a Brasil en potencia petrolera. Con el hallazgo actual, el país pasa del puesto décimoquinto al séptimo en el mundo. Ello pese a que la Opep –manejada por la declinante Saudiarabia- todavía ignore estas novedades.

En realidad, el objeto del cabildeo no es cuestionar números, sino frenar a funcionarios, políticos y gremialistas brasileños que plantean un clásico tabú del negocio: mayores regalías y participación estatal en proyectos submarinos. La relativa contigüidad con la plataforma argentina –mucho más ancha- y zonas británicas en el Atlántico sudoccidental genera un contexto geopolítico asaz complejo.

El presidente de la agencia petrolera nacional, Haroldo Lima, estima las reservas de Carioca (el nuevo descubrimiento) en 33.000 millones de barriles medidos en crudos. El funcionario cita proyecciones de la compañía estatal Petrobrás –que opera con BG Group y Repsol-, hechas públicas hace semanas.

Mientras tanto, los reguladores brasileños ya trabajan en una propuesta de reformas. Incluye elevar al consejo nacional de políticas en la materia, en junio, un proyecto para aumentar de 40 a 60% la carga tributaria. A primera vista, eso perjudicaría a Petrobrás. Pero la compañía es estatal y funciona como testigo en el mercado, algo que perdió Argentina al vender la ex Yacimientos Petrolíferos Fiscales.

*Fuente: <http://www.mercado.com.ar/mercado3>*

#### **4. Sistemas de Infraestructura Lineal: el nuevo reto de ISA**

ISA anunció la decisión estratégica de convertirse en una corporación de negocios que incursionará en el diseño, operación y construcción de sistemas de infraestructura lineal como gas y vías, entre otros.

A través de sus empresas, ISA aspira a obtener un mínimo de 20% de sus ingresos de negocios diferentes al transporte de energía eléctrica, actividad que hasta ahora ha sido su estandarte financiero.

Durante 40 años, ISA ha incursionado con éxito en negocios asociados al transporte de energía, operación y administración de mercados, transporte de telecomunicaciones y construcción de proyectos de infraestructura.

El Grupo ISA es el mayor transportador internacional de energía en América Latina con 37,629 kilómetros de circuito de alta tensión que son operados en Colombia por ISA, empresa matriz y por la filial TRANSELCA; en Perú, por las compañías ISA Perú, Red de Energía del Perú –REP– y el Consorcio TransMantaro; en Bolivia por ISA Bolivia y en Brasil por CTEEP. A través de XM, el Grupo ISA opera el sistema interconectado y el mercado eléctrico colombiano y con la filial colombiana INTERNEXA y la peruana INTERNEXA S.A. ha incursionado con éxito en el campo de las telecomunicaciones.

La intención estratégica incluye un trabajo sinérgico con las empresas de energía y telecomunicaciones en Colombia, Brasil, Perú y Bolivia, las cuales trabajarán de la mano, para que en el año 2016 ISA sea una corporación de negocios de USD3,500 millones de ingresos, de los cuales el 80% serán generados fuera de Colombia.

Adicional a preservar su liderazgo en el transporte de energía, ISA aspira a estar presente en el 50% de los intercambios de energía entre los sistemas eléctricos de los países de Latinoamérica, quiere ser el mayor transportador de datos de la región andina y pretende desarrollar mercados de futuros energéticos en Colombia y otros países.

La adopción de una nueva estrategia de negocios está plasmada en una nueva marca, tanto para ISA como para sus filiales y subsidiarias. Por lo tanto, a partir de este momento, las compañías que hacen parte de ISA están unidas bajo una misma marca como identidad visual corporativa, la cual se expresa en un único símbolo, acompañado del nombre de las empresas. El modelo de arquitectura de marca, desarrollado por la firma colombiana CORPORATE, ofrece importantes ventajas como son el facilitar la internacionalización y globalización, optimizar los recursos para actividades de posicionamiento de marca, atraer a más inversionistas, ofrecer mayor visibilidad y conocimiento, simplificar el registro y protección legal de las marcas y, generar cohesión, unidad de propósito y dirección.

ISA, evoluciona, avanza, amplía su horizonte, diversifica sus capacidades, cambia de identidad. Pero conserva algo inalterable: su compromiso con el desarrollo de los países, las regiones y las personas. Porque cuando ISA avanza, todos avanzamos.

*Fuente: <http://www1.isa.com.co/irj/go/km/docs/documents>*

## **5. A dos años de la “Nacionalización de los Hidrocarburos” Bolivia ahuyentó inversiones y perdió capacidad de producción**

La “Nacionalización” del gas y petróleo del Presidente, Evo Morales, del 1 de Mayo de 2006, ahuyentó las inversiones necesarias para desarrollar el sector y postergó, por tiempo indefinido, la influencia geopolítica en materia energética que tuvo Bolivia en América Latina, coinciden en señalar expertos en hidrocarburos.

**¿Qué pasó?**, lo peor, dicen el ex Ministro de Hidrocarburos, Mauricio Medinacelli; dos ex Superintendentes de Hidrocarburos Hugo de la Fuente y Carlos Miranda; además del ex Delegado Presidencial para la Revisión de la Capitalización, Francesco Zaratti; y el consultor internacional, Ramiro Moreno Baldivieso.

**¿Por qué?** “...las razones de este juicio tajante están a la vista: incumplimiento de contratos externos, pérdida de influencia como proveedores regionales, merma en la producción, rezago de las inversiones, creciente déficit de líquidos (diesel y GLP) para el mercado interno, proyectos sociales estancados...”, enumera con precisión Zaratti.

En esta línea, Miranda es mucho más drástico en su percepción sobre lo que hizo la actual administración con el sector más estratégico del país. “...desde el 2003, hemos perdido el rumbo en nuestra política energética. Hasta fines de ese año, el país estaba firmemente encaminado a convertirse en el centro regional de abastecimiento y transporte de gas, denominado ‘el país Gas Hub’ para el Cono Sur. Sobra resaltar las ventajas económicas, y sobre todo geopolíticas, que hubiéramos adquirido. Ese rol internacional no sólo fue aceptado por nuestros vecinos; en él

depositaron muchas esperanzas. Basta leer las noticias de las crisis energéticas que están atravesando. La Ley 3058 y la llamada nacionalización de los hidrocarburos con el DS 28701 congruentes con el carácter etnocentrista del Gobierno lograron eficientemente anular esa imagen del país. La firma de los contratos de operación encendió una llama de esperanza, que Argentina la acogió y firmó un contrato de provisión de gas que no estamos pudiendo cumplir...”

Para Moreno Baldivieso, hablar de “nacionalización” es un eufemismo jurídico que no corresponde y por lo tanto el eslogan gubernamental no es otra cosa que un “espejismo que refleja un hábil discurso político, pero nada más”.

“...desde mi punto de vista, no hubo despropiación, confiscación, mucho menos ocupación, fue una nacionalización sui generis, proceso sobre el cual ahora estamos pagando una factura muy alta debido a que esta decisión gubernamental contribuyó a congelar y retrasar, quién sabe por cuanto tiempo, las inversiones necesarias para desarrollar el sector, una actividad vital para el crecimiento económico del Estado...”, declaró el consultor.

“...Es innegable que algo hemos hecho mal, la nacionalización que se constituía como la pócima maravillosa que curaría todos nuestros males y que nos enrumbaría por la senda de la prosperidad no dio los resultados esperados, quizás es necesario pensar que el fuerte cambio de la política hidrocarburífera...”, señala a su vez De La Fuente.

Pero **¿que consecuencias podría traer la situación actual?**, según Medinacelli el primer impacto es la “...desaceleración del sector...paradójicamente en un contexto de precios internacionales altamente favorable. Tanto la producción de gas natural como la producción de petróleo presentan un claro síntoma de desaceleración...”

Para el analista, uno de los impactos más preocupantes de esta situación es la tasa de crecimiento negativa en la recaudación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) observada el 2007. De acuerdo con las cifras publicadas por la Unidad de Programación Fiscal, la recaudación por regalías en el IDH disminuyó a septiembre de 2007, en 14% respecto a 2006.

“...estas cifras e indicadores negativos ciertamente no responden solamente a un proceso coyuntural en el manejo de la política energética y fiscal del país, al contrario parecen la cosecha natural de un período de alta inestabilidad política y social, asociada a modificaciones en normativa legal, cuyos orígenes se remontan al 2003...”, precisa criterios Medinacelli.

Sobre mojado, llovido. Para el ex Presidente del Banco Central de Bolivia, Juan Antonio Morales, nuestro país, en los dos últimos años, paso a depender excesivamente de los precios internacionales de las materias primas como el petróleo. Esta situación, de ninguna manera, beneficia sino perjudica.

“...Bolivia es particularmente vulnerable a una fuerte caída de precios. Tanto la cuenta corriente de la Balanza de Pagos, como los ingresos fiscales, se han vuelto muy dependientes de las exportaciones, en valor, de hidrocarburos. Las bajas tasas de inversión son un factor de vulnerabilidad...”, advirtió.

### **Luz roja en la producción de gas y petróleo**

Un país “...ahíto de gas...” está al borde del colapso interno por falta de producción de gas y petróleo. La advertencia fue lanzada por Carlos Alberto López, consultor internacional y la Cámara Boliviana de Hidrocarburos (CBH). Las cifras hablan por sí solas.

Mientras que la inversión petrolera en la región mostró claras señales de reactivación durante 2006 y 2007, particularmente en Perú, Argentina y Brasil, la actividad petrolera en Bolivia, retrocedió. La inversión urgentemente requerida, los planes de reactivación y la consolidación de prospectos comerciales claros para la industria se vieron seriamente afectados por los aprestos nacionalizadores, por la inseguridad jurídica y por la incertidumbre generada en el país a causa de las perspectivas de nuevas modificaciones a la política sectorial, al marco legal y regulatorio y a causa de las perspectivas, poco claras a pesar de la suscripción de nuevos contratos, dice la CBH.

La actual situación y las perspectivas de reactivación de la industria petrolera en Bolivia deberían ser materia de seria preocupación, debido entre otros, a que: la inversión en el sector petrolero en las últimas dos gestiones, \$US 198 millones el 2006 y \$US 49.8 millones el 2007, se encuentra entre los niveles más bajos de la última década y no son comparables con los alcanzados entre 1998 y 1999 cuando llegaron a \$US 600 millones anuales en promedio.

El número de pozos perforados en Bolivia durante la gestión 2006 y en lo que va de 2007 no llega a los 10 anuales, que contrastan marcadamente con los 64-65 pozos perforados anualmente entre 1998 y 2000, con los 1.594 pozos perforados en Argentina en 2006, los 230 perforados en Brasil, los 241 perforados en Colombia y los 85 perforados en Perú. El número de pozos perforados en Bolivia en 2007 se mantienen sólo en 3.

La capacidad de producción de gas natural, debido a la falta de inversión, se encuentra significativamente por debajo de los compromisos contractuales existentes asumidos por el país y ni que decir de los nuevos compromisos asumidos recientemente, como ser el incremento de exportaciones de gas a la Argentina hasta los 27.7 MMmcd a partir de 2010 o la provisión de otros 8 MMmcd para el proyecto metalúrgico Mutún a partir de 2011.

Según un estudio individual que se hizo de los campos de producción y sus proyecciones a cinco años, se estima que en 2007 el volumen disponible para entrega se ha incrementado solo marginalmente a cerca de 36.6 MMmcd desde los 35.5 MMmcd correspondientes a 2006, es decir, nada.

De mantenerse las actuales limitaciones en la producción que es lo más probable, por información oficial del propio gobierno por lo menos para el corto plazo, la capacidad de entrega de gas natural del país ya estaría actualmente casi 10 MMmcd por debajo de los compromisos diarios contractuales existentes. De concretarse adicionalmente los nuevos compromisos asumidos, en 2010 Bolivia podría enfrentar un déficit de producción de hasta 37.6 MMmcd, señala la CBH.

Para 2008, con una capacidad de entrega proyectada de 38.7 MMmcd que considere, por un lado, las expresiones de interés de entrega para la Argentina presentadas por las empresas a principios de año y, por otro, una demanda de sólo 8 MMmcd de los "hasta 16 MMmcd" previstos en el contrato, se prevé un déficit de entrega de alrededor de 7.7 MMmcd.

Sin el descubrimiento de nuevas reservas y el desarrollo de nuevos campos en el corto plazo, e inclusive incorporando las expresiones de interés de oferta para Argentina que hicieron conocer las empresas productoras a principios de año y, en forma optimista, el desarrollo de los campos Itaú e Incahuasi para obtener una producción adicional estimada de hasta 9 MMmcd y 6 MMmcd a partir de 2010 y 2011 respectivamente, la declinación proyectada de campos productores existentes y, en algunos casos, su inevitable agotamiento, arrojarán un déficit de capacidad de

entrega de gas natural a ducto que, si en la actualidad se encuentra alrededor de 4.5 MMmcd, en 2010 se incrementará hasta casi los 22 MMmcd.

De concretarse todos los acuerdos y compromisos asumidos recientemente por el país, incluidos los 27.7 MMmcd para la Argentina y los 8 MMmcd para el proyecto siderúrgico Mutún a partir de 2010, Bolivia en este momento, ya no contaría con las reservas probadas suficientes para cumplir y honrarlos.

**¿Se espera una reversión de este proceso?**, para Medinaceli el horizonte no se pinta por ahora promisorio para el sector. "...la razón se debe a la redacción de la nueva Constitución Política del Estado aprobada por la Asamblea Constituyente. Esta propuesta contiene dos puntos que podrían ser origen de nueva incertidumbre en el sector: 1) la aprobación de nuevos impuestos y regalías aplicados al sector petrolero; y 2) la renegociación de los contratos de exploración y explotación firmados el año 2006, con el objetivo de ajustarse a lo dispuesto en este nuevo marco legal...", dice el consultor.

El tiempo avanza y el futuro de los hidrocarburos en Bolivia se aleja y posterga inexorablemente, señala Moreno. Al igual que su antecesor, el consultor dice que "...hemos perdido tiempo y dinero; está cada día más lejos la posibilidad de subir las inversiones para hacer nuevas exploraciones que permitirían subir la producción de gas y líquidos, pero lo peor, a los ojos de la comunidad internacional, dejamos de ser una nación seria para cumplir sus compromisos contractuales, estamos depreciados como Nación proveedora de energía..."

### **¿Que hacer ahora?**

Para el año 2010, es decir, en los próximos dos años, Bolivia requerirá, literalmente, duplicar su capacidad de producción de gas natural, duplicar su capacidad de separación y tratamiento en campos, duplicar su capacidad de transporte y duplicar su capacidad de compresión.

La probabilidad de que el país pueda sortear ese inmenso reto en ese corto lapso de tiempo –con la necesaria duplicación, además, de su capacidad de tratamiento y de transporte de líquidos asociados- es a estas alturas sumamente dudosa, dice la CBH.

Según estimaciones actuales, solo satisfacer los nuevos requerimientos de gas natural, implicará una inversión de 3.200 millones de dólares. Si se tratara de lidiar además con el inevitable incremento de la producción asociada al gas natural de alrededor de 50.000 barriles de condensados y líquidos, la inversión requerida podría alcanzar los 7.000 millones de dólares.

Según el sector dicha inversión tendría que realizarse, si las condiciones internas estuvieran dadas de inmediato, en los próximos dos años, a un promedio anual de 3.500 millones de dólares.

Se debe recordar que el monto máximo de inversión percibido por Bolivia fue en 1999 cuando llegó a 1.106 millones de dólares, incluidos los 526 millones de dólares atribuibles a la construcción del gasoducto Bolivia-Brasil. Es decir, nunca el país vio en los hechos inversiones superiores a los 2.000 millones de dólares. La pregunta es ¿habrá ahora condiciones para aportar esa suma millonaria de dinero?, el Gobierno tiene la palabra.

## **6. Avanzan negociaciones en Bolivia para nacionalizar petroleras**

Ejecutivos de la Compañía Logística de Hidrocarburos Boliviana (CLHB), de capitales peruano y alemán, reiniciaron hoy negociaciones con el ejecutivo sobre su nacionalización, cuyo plazo vence mañana.

Una nutrida delegación de CLHB sostendrá encuentros con el ministro del ramo, Carlos Villegas, y el superintendente interino, Guillermo Aruquipa, trascendió aquí. La autoridad reguladora aseguró que se logró "un primer acercamiento", por lo que en los próximos días el Gobierno dará buenas noticias al país sobre la recuperación también de otras firmas como Andina, Chaco, Transredes y CLHB.

El viernes pasado, los representantes de CLHB mantuvieron una posición inflexible respecto del valor que piden por esa compañía (40 millones de dólares), lo que impidió continuar con las tratativas.

Aruquipa aseguró sin embargo que las nuevas reuniones son positivas.

CLHB fue creada en septiembre de 2000 por la sociedad germano-peruana Oiltanking GmbH/GMP SA-Graña y Montero SA que pagó 10 millones de dólares por 19 terminales de almacenamiento y mil 447 kilómetros de oleoductos, además, de 2,5 millones de dólares por el producto en línea.

La nacionalización de las cuatro firmas petroleras será el homenaje en Bolivia a los dos años de decretada por el presidente Evo Morales la nacionalización de los hidrocarburos, el próximo 1 de mayo.

En marzo pasado, el Gobierno fijó como plazo el 30 de abril para concretar la recuperación del control estatal de esas cuatro compañías, entre ellas Andina, una filial de la empresa hispano-argentina Repsol-YPF.

Según ese anuncio, la compra de acciones de esas firmas es valorada al menos en 200 millones de dólares.

Además de CLHB, otras empresas que serán nacionalizadas son Chaco, del grupo British Petroleum; y Transredes, del también británico Ashmore.

*Fuente: <http://www.prensalatina.com.mx/article>*

## **7. Jindal exportará su producción por la hidrovía Paraguay-Paraná**

En espera de contar con la licencia ambiental para empezar a operar, la empresa india Jindal se prepara para exportar hierro y lo más probable es que lo haga a través de la hidrovía Paraguay-Paraná, según se conoció este lunes.

Se calcula que la empresa india invertirá alrededor de dos mil millones de dólares en la explotación de los ricos yacimientos de mineral del Mutún y se podría manejar un millón de toneladas mensuales.

Precisamente en estos días se cumplirán 20 años del proyecto de la hidrovía Paraguay-Paraná.

Se conoce que en dos días más y antes del plazo previsto la empresa india podría contar con la licencia ambiental para empezar a operar en el yacimiento de hierro del Mutún, ubicado en la provincia Germán Busch del departamento de Santa Cruz.

La agencia estatal de información señala que el director de Medio Ambiente, dependiente del ministerio de Desarrollo Rural, Luis Beltrán, explicó que desde el martes la documentación presentada por la Jindal se encuentra en revisión y que durante esta jornada se recibieron las correcciones a las observaciones realizadas.

De esta manera, indicó que se optimiza el tiempo para que la empresa cuente lo antes posible con la licencia ambiental en el marco del cumplimiento de la normativa vigente, aunque se trata de un trámite muy delicado.

Beltrán dijo que la licencia ambiental permitirá a la empresa iniciar operaciones de exploración en el yacimiento de hierro del Mutún, paralelamente a la entrega de su plan de trabajo, para lo cual tiene un plazo más amplio.

Durante esta fase no es tan determinante el control social que deben ejercer las comunidades asentadas en el lugar donde se ubica el yacimiento, porque se trata de estudios de suelo y análisis geológico, principalmente.

Sin embargo, puntualizó que en la próxima fase referida a la explotación del yacimiento será importante la participación de las comunidades y las autoridades medioambientales para velar por el cumplimiento de la norma y evitar daños colaterales por las operaciones.

En cinco años, la Jindal debe invertir 1.500 millones de dólares, lo que hace prever que anualmente deberá ejecutar una media de 300 millones.

Además de los 1.500 millones, entre el sexto y octavo año, la empresa deberá emplear 600 millones de dólares más, con los cuales totalizarán 2.100 millones.

Fuente: <http://www.redbolivia.com/noticias>

## ***8. El gobierno quiere comprar 100 mil barriles adicionales de diésel venezolano***

El ministro de Hidrocarburos, Carlos Villegas, confirmó este viernes el pedido que formuló a la empresa Petróleos de Venezuela (PDVSA) para que incremente la importación en 100 mil barriles mensuales de diésel para sumarse a los 250 mil que el país recibe actualmente.

Se trata de una compra adicional para garantizar el aprovisionamiento de este carburante cuyo precio actualmente es subvencionado y es utilizado principalmente por el agro y los transportistas.

Villegas considera que este incremento del carburante permitirá garantizar la provisión en el país, particularmente para el sector agrícola de la región de Santa Cruz.

Explicó que el propósito es lograr que hasta 2012 las refinerías que están en manos del Estado puedan cubrir el 80 por ciento de la demanda y sólo importar el 20 por ciento del mercado externo como Venezuela.

La proyección es que las refinerías de Cochabamba y Santa Cruz incrementen su producción de manera gradual para lo cual, el gobierno invertirá unos 36 millones de dólares.

De esta forma, se prepara un plan de inversiones para ampliar la capacidad de producción de combustibles en las refinerías que compró el año pasado a la brasileña Petrobras.

Desde Venezuela se conoció que Bolivia pagará el 50 por ciento de la compra en un período de 90 días con un interés del dos por ciento anual y el 50 por ciento restante de la factura debe ser cubierto por Bolivia en un lapso de 23 años, más dos años de gracia, con un interés de un dos por ciento anual.

Villegas reiteró que el gobierno decidió formar una comisión junto al Ministerio de Hacienda para analizar la subvención del precio de los principales carburantes: diésel, gasolina y GLP.

El ministro de Hacienda, Luis Arce, indicó que se analizará principalmente la subvención que llega a los agropecuarios y que representa para el Tesoro General de la Nación (TGN) un gasto de más de 110 millones de dólares anuales.

El tema surge en momentos en que los productores aceiteros apoyaron algunas medidas de presión y permitieron que un congreso de empresarios privados se pronuncie contra el gobierno por la decisión de prohibir la exportación de aceite de soya.

Los empresarios productores de aceite decidieron incrementar su precio y el litro de este producto llegó a costar incluso 20 bolivianos. Esto obligó al gobierno a emitir un decreto para prohibir la exportación de este producto en tanto no disminuya su precio y se garantice el abastecimiento al mercado interno.

El gobierno considera que los empresarios no pueden incrementar el precio del aceite toda vez que incluso se subvenciona el principal carburante que utilizan los agroindustriales.

*Fuente: APG Noticias Abril 19, 2008, 3:55 EDT La Paz, Bolivia*



**Teléfono (5912) 2799673**

**Fax: (5912) 211 7326**

**Calle 31 N° 8227, Edificio Lydia, Piso 2, Oficina 201**

**Calacoto**

**La Paz – Bolivia**

**Página web: [www.institutoprisma.org](http://www.institutoprisma.org)**

**Edición a cargo de Karina Zelaya**