



Energía & Negocios Internacional

Año XXIII N° 263 - Fundado en 1995 - Junio de 2018 - Petróleo, Gas & Electricidad - www.energiaynegocios.com.ar - Precio \$ 60

Liberar el precio en la actual estructura del país es una apuesta de riesgo

Naftas, un mercado que se mueve

La competencia por las porciones de la torta del mercado de combustibles líquidos es permanente. En el último año, YPF ha cedido participación mientras que las dos grandes competidoras, paso a paso van ganando terreno. Pese a todo la estatal YPF continúa con una presencia sustancial con más del 50% de market-share. Este análisis se basa en las tres marcas que, en conjunto, promedian más del 85% de las ventas de los combustibles líquidos grado 2 y más del 90% en las variedades premium.

Página 3

El alza del crudo pone a prueba el modelo

Una conjunción de factores, alguno de ellos previsible, amenaza desbaratar el acuerdo de precios de las naftas y el gasoil celebrado entre el gobierno y las petroleras e impulsar a la inflación en momentos de retracción de la actividad económica.

Página 2



Informe KPMG

Mejoran las perspectivas para el petróleo y gas

Página 6

Renovables

Inauguraron el primer parque eólico de RenovAr

Página 15

Informe Arpel

La producción requiere inversiones para satisfacer la demanda

Página 12

Mineras canadienses exploran con éxito en Salta

Página 21



Brasil compró 29% menos de gas a Bolivia

Página 11



COMPROMETIDOS CON EL GAS NATURAL

Total invierte en gas natural para reducir la huella de carbono de la matriz energética global



El alza del crudo pone a prueba el modelo

Una conjunción de factores —alguno de ellos previsible— amenaza desbaratar el acuerdo de precios de las naftas y el gasoil celebrado entre el gobierno y las petroleras e impulsar a la inflación en momentos de retracción de la actividad económica.

El precio internacional del crudo rompió la barrera de los US\$ 80 luego de tres años y medio y el pronóstico indica que superará los US\$100 hacia principios de 2019, sin no lo hace antes.

Durante el año pasado, los incrementos de los precios internacionales del crudo impulsaron un acuerdo de estabilidad entre el Ministerio de Energía y Minería (Minem) y las tres grandes del refino argentino: YPF, PAE y Shell.

En este “Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria Hidrocarbúrfica Argentina” que rigió entre enero de 2017 y septiembre de ese año, se combinaban las variaciones en la tasa de cambio del dólar para atenuar los efectos de los aumentos en los precios de los combustibles locales.

El convenio se renovó al mes siguiente bajo la denominación “Acuerdo de Estabilidad de Precios con Cuenta Compensatoria” con vigencia por ocho meses desde el 1 de mayo de 2018.

Veinte días después las petroleras pidieron al Minem una recomposición de los precios pactados, porque la realidad hizo añicos los términos del compromiso y el acuerdo político no resulta suficiente para paliar los efectos del alza de la materia prima.

Es decir que, desde octubre del año pasado entre el precio del crudo y la devaluación del peso el ajuste debería rondar el 40%.

En ese momento la cotización del dólar rondaba los \$ 17,40. Sin embargo, el reciente convenio de precios estableció un ajuste del 12% en cuotas para los últimos seis meses de 2018, es decir, el guarismo resulta a todas luces insuficiente.

El presidente de YPF, Miguel Gutiérrez dijo que hay que esperar a ver “dónde aterrizan” el precio del petróleo y del tipo de cambio, pero aclaró que YPF no puede resignar ingresos y “tampoco nos vamos a endeudar como empresa”.

Ante un virtual congelamiento de los precios, presionado por el Ministerio de Energía, YPF afirmó en el habitual comunicado a la Bolsa, que “las diferencias de precios acumuladas hasta ahora y aquellas que pudieran producirse durante este periodo de dos meses, serán gradualmente trasladadas a precios durante la segunda mitad del año, y de no poder compensarse totalmente por circunstancias de mercado, el Estado nacional se compromete a que las empresas refinadoras recuperen dichas diferencias mediante mecanismo a ser acordados antes de fin de año”.

El mecanismo

El alza del crudo cierra nuevamente el dilema del prisionero sobre los objetivos inflacionarios y de reducción del déficit fiscal proclamados por Cambiemos: significa traslado a precios del costo de transporte, flete y logística, es decir más inflación. Por su parte el mantenimiento del precio requerirá de subsidios adicionales que se traducirá en aumento del déficit fiscal.

Pero ha quedado claro que las petroleras no absorberán la diferencia y ya han comunicado al Gobierno que les será imposible recuperar en surtidores las pérdidas de mayo y

junio. Fuentes del sector recordaron también que el Estado nacional aún adeuda de 2017 algo así como US\$ 1.500 millones en concepto de subsidios a la producción de gas.

La formación del precio El precio internacional del crudo no tiene mecanismos de formación transparentes y se forman de la suma de información reservada sobre contratos de suministros, datos de la realidad política, inteligencia y por supuesto, especulación.

De allí abrevan los inversores hidrocarbúrficos que venían evaluando una posible interrupción de los flujos de petróleo de Irán —importante exportador— como consecuencia de la ruptura por parte del presidente Donald Trump del tratado nuclear celebrado entre la potencia persa y el presidente Obama. Con su tono habitual, Trump ya anunció duras sanciones a Teherán.

El mercado

Otro factor de influencia en la formación del precio internacional del crudo lo constituyen los acuerdos de limitación de la producción alcanzados por los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (Opep). Desde 2015 el cartel viene fijando recortes que rondan 1,8 millones de bb/d con buenos resultados, que impulsaron el precio a una tendencia al alza, leve pero sólida y constante.

En su oportunidad jugó de manera determinante el aumento del shale norteamericano, pero el reciente anuncio de la caída de las reservas de

la Unión neutralizó ese efecto. Desde hace décadas, la Opep viene intentando fijar el precio del crudo mediante recortes, a la producción o al suministro, sin lograrlo del todo. Un pacto secreto celebrado en 2014 entre EE.UU. y Arabia Saudita había derribado las aspiraciones del cartel, colocando al crudo en el 50% de su precio, es decir reduciéndolo.

La jugada amplió el espectro de compradores de Arabia e impactó de lleno en las cuentas de Rusia y Venezuela. Pero la tábala parece haberse dado vuelta y ahora Rusia es uno de los principales aliados de Arabia en materia de precios.

Un cisne negro

Los factores mencionados fueron determinantes en la recuperación de los precios, pero un suceso que no ha sido tenido en cuenta por la mayoría de los analistas parece ser el quid del disparo en los precios: la estruendosa caída de la producción bolivariana.

Venezuela, uno de los principales países petroleros del mundo y miembro fundador de la Opep, reportó en abril una producción promedio de 1,436 millones de barriles diarios (Mmb/d). Según fuentes del Banco Central de Venezuela, este índice de producción se remonta a niveles inferiores a los de 1950.

¿Previsible? el volumen de producción del país fue retrocediendo a pasos agigantados. En 2014, Pdvsa registró una producción promedio de 2,9 Mmb/d, mientras que al cierre de 2015 había descendido a 2,57 Mmb/d.

Para 2016 la contracción

continuó hasta llegar a una producción de 2,15 Mmb/d. En 2017 el promedio anual de producción se redujo hasta 1,91 Mmb/d. Y la tendencia sigue en baja.

Esto significa que Venezuela retiró del mercado en cuatro años casi un 1,5 Mmb/d, de los cuales 0,7 Mmb/d se recortaron en los últimos 6 meses. El recorte pactado por Venezuela en la Opep fue superado ampliamente, el compromiso de Viena fue de 95.000 barriles diarios. Todo indica que los precios internacionales del crudo tienen una firme tendencia al alza. El Bank of America, estimó que los precios del petróleo podrían subir a US\$100 por barril en 2019, un nivel que no se registra desde 2014, a medida que los problemas de oferta en Venezuela e Irán afecten al mercado mundial. Por su parte, Goldman Sachs pronosticó que el Brent subirá hasta US\$ 82,50 en los próximos meses, aunque admitió cierta probabilidad de que los precios superen ese nivel, pero estimó que la cotización volverá a caer en 2019.

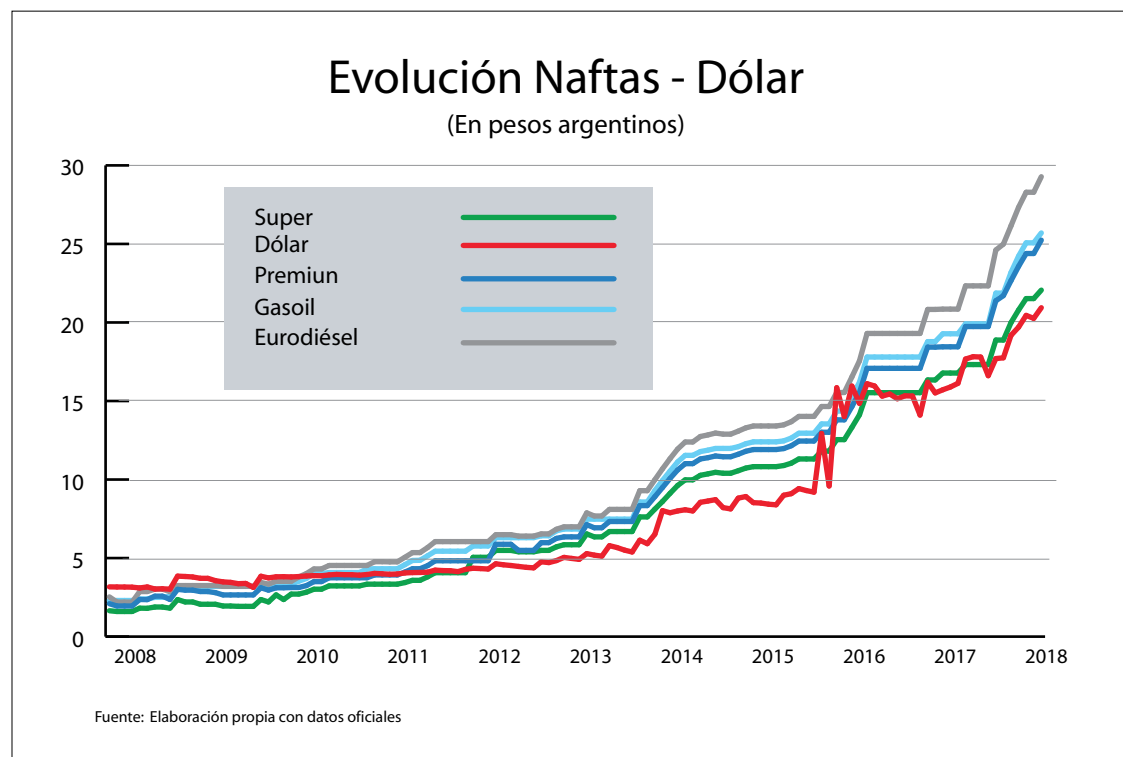
Fisco y generación

En medio de este panorama, el ministerio de Hacienda deberá definir una modificación del Impuesto a los Combustibles en junio en base a la inflación de los últimos tres meses, otro ítem que está pendiente. Difícilmente el Gobierno pueda avanzar en actualizar ese impuesto, ya que agregaría una nueva presión alcista.

El alza del crudo también impactará en los valores del gas proveniente de Bolivia, del GNL que llega al país en barco y el fuel oil y gasoil que se importan para generación en invierno.

Para agosto, el Ministerio de Energía y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (Enre) habían fijado una nueva revisión en los precios de la electricidad, en base a los costos mayoristas con baja de subsidios y el traslado de la inflación mayorista semestral.

Sin embargo, la semana pasada la Subsecretaría de Energía Eléctrica estableció los precios mayoristas entre mayo y octubre al mismo nivel de febrero, cuando un dólar valía \$ 20. El precio promedio que paga la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Camma) es de US\$ 74,8 por MWh, un valor sobre el que el Estado subsidia el 29%. Como el precio en pesos se mantuvo, el subsidio será mayor.



Las ventas de combustible al público en forma lenta y silenciosa va transformándose.

Naftas, un mercado que se mueve

El mercado de venta de combustibles líquidos se va desplazando a medida que aumenta la competencia. YPF ha ido resignando participación, al tiempo que Shell y Axion incrementaron su cuota de participación. No obstante, la empresa que hoy conduce Miguel Gutiérrez sigue manteniendo más del 50% de market-share.

Centramos este análisis únicamente en las tres marcas que, en conjunto, promedian más del 85% de las ventas de los combustibles líquidos grado 2 y más del 90% en las variedades premium.

En 2015, más del 55% de las ventas totales de naftas y gasoil ocurrían a través de los surtidores de YPF. En ese año, el público minorista demandó casi 11.594 millones de litros de gasoil común, de los cuales YPF vendió el 58%, Axion el 15,9% y Shell el 11,6%. En la variedad premium de gasoil, de los 2122,6 millones de litros expendidos, YPF participó con el 59,9%, mientras que se invirtieron los escoltas: Shell tuvo el 21,2% y Axion, el 12,8%.

En cuanto a naftas, en la variedad súper se necesitaron 6.159,1 millones de litros, de los que YPF ofertó el 55%, Shell el 16,3% y Axion el 15,5%. En premium, se vendieron 2.355,6 millones de litros, con YPF a la cabeza (62%), Shell después (21,4%) y Axion mucho más atrás (10,2%).

En aquel año, por cada litro de gasoil premium vendido, se expendieron 5,5 litros de gasoil común, relación que fue de 1/2,6 en naftas.

Ya al año siguiente, con una recesión económica, la petrolera estatal empezó a caer en su cuota de mercado, un lugar que aprovechó sobre todo la angloholandesa Shell y, en menor medida, Axion.

En 2016, de los 11.304,2 millones de litros de gasoil común vendidos (2,5% menos que en 2015, en línea con una caída de la actividad en torno a ese porcentaje), YPF despachó el 55,5%, Axion el 16,2% y Shell el 13,7%. El público demandó 2370,5 millones de litros de gasoil premium, e YPF aportó el 57,9%, Shell el 21,2% y Axion el 12,6%.

En las naftas, se consumieron 6.198,1 millones de litros de nafta súper. YPF vendió el 52,8%, Shell el 18% y Axion el 16,5%. Por entonces, ya empezaba el boom de los combustibles premium. En nafta grado 3, de los 2432,4 millones de litros demandados en estaciones de servicio, YPF tuvo el 60,7%, Shell el 22,9% y Axion el 10,3%.

La relación en 2016 entre las variedades premium y comunes subió hasta 1/4,7 en

gasoil y 1/2,5 en naftas. En un año de retracción, se incrementaron las ventas premium al mismo tiempo en que bajaban las comunes.

En 2017, ya con una recuperación de la economía que llevó la actividad a un nivel similar al de 2015, los reacomodamientos dejaron un perdedor claro como fue Axion, mientras que otras marcas fuera del análisis (en particular, Trapiro) ganaron lugar.

Las ventas de gasoil común el año pasado alcanzaron los 10.669,3 millones de litros, con un market-share para YPF de 56,2%, para Axion de 15,8% y para Shell de 12,9%. La demanda de gasoil premium llegó a 3047,3 millones de litros, de los que YPF vendió el 57,4%, Shell el 20,5% y Axion el 12,1%. Hubo una caída de participación de estos tres actores.

Asimismo, el consumo de nafta súper fue de 6387,8 millones de litros, de los cuales YPF expendió el 52,3%, Shell el 18,6% y Axion el 16,1%. En nafta premium, hubo una demanda de 2894,2 millones de litros, con YPF aportando un 61,3%, Shell el 23,4% y Axion un 9,3%. Por cada litro de gasoil premium expendido, se vendieron 3,5 litros de grado 2, mientras que en nafta la relación fue de 1/2,2.

Los datos oficiales que aporta el Ministerio de Energía y Minería de la Nación están actualizados hasta marzo de este año, con lo que se puede adivinar una tendencia.

Lo más importante que pasó en el primer trimestre fue el ocaso de Oil Combustibles, un jugador de segundo nivel en estas ligas pero que determinó una incipiente reconfiguración del mercado. YPF fue quien mejor lo supo aprovechar, mientras que la participación de sus dos principales competidores bajó levemente.

En el primer trimestre de 2018, YPF vendió el 56,8% de los 2473,5 millones de litros de gasoil común, Axion el 16,9% y Shell el 13,2%. A su vez, YPF proveyó el 59,8% de los 833 millones de litros de gasoil premium, Shell el 20% y Axion el 12,1%.

En el mercado de naftas, YPF se quedó con el 53,3% de las ventas de 1668 millones de litros de nafta súper, Shell el 18,5% y Axion el 16,2%. También se consumieron 776,1 millones de litros de nafta premium, de los cuales YPF vendió el 62,1%, Shell el 23% y Axion el 9,9%.

La relación entre las ventas de combustibles grado 3 y grado 2 fue de 1/3 en gasoil y 1/2,1 en nafta.

En síntesis, en los últimos nueve trimestres (desde el principio de 2016 has-

ta los primeros tres meses del corriente año), la petrolera estatal YPF perdió participación en el grado 2 de combustibles, que son las más significativas en las ventas al público en estaciones de servicio, con estancamiento en el grado 3. Pasó de 58% a 56,8% en gasoil común, de 59,9% a 59,8% en gasoil premium, de 55% a 53,3% en nafta súper y de 62% a 62,1% en nafta premium.

La que mejores resultados vio fue Shell, que subió su participación de mercado en tres de las cuatro variedades medidas en este análisis. De 11,6% a 13,2% en gasoil común, de 21,2% a 20% en gasoil premium, de 16,3% a 18,5% en nafta súper y de 21,4% a 23% en nafta premium.

Axion, la marca de Pan American Energy, perdió también en esta etapa. La diferencia en el segundo puesto de

ventas de gasoil común se redujo con respecto a Shell, pese a que subió su cuota de 15,9% a 16,9%. Bajó de 12,8% a 12,1% en gasoil premium, subió de 15,5% a 16,2% en nafta súper y cayó de 10,2% a 9,9% en nafta premium.

En esta etapa, la relación de ventas de combustibles grado 3 contra grado 2 pasó de 1/5,5 a 1/3 en gasoil y de 1/2,6 a 1/2,1 en naftas, lo que da una muestra de aceleración en consumo de combustibles premium (suben a razón de 15-20% interanual). Un indicador de hacia dónde va el mercado.

La delegación ofreció oportunidades de negocios

Presenta en Londres oportunidades de negocios

Luego de décadas de tensión, tras la guerra de las Islas Malvinas, Argentina y el Reino Unido dieron otro paso para abandonar la diplomacia del distanciamiento.

El acercamiento de Buenos Aires hacia Londres comenzó en 2015, con la llegada de Mauricio Macri a la presidencia, luego de que sus antecesores Néstor Kirchner y Cristina Fernández de Kirchner mantuvieran nítidas hostilidades con el gobierno británico. Los primeros contactos se realizaron en silencio, de manera discreta y ambos países iniciaron actividades conjuntas en la Antártida.

Por su parte el Minem aportó lo suyo y por orden del ministro Juan José Aranguren, el subsecretario de Exploración y Producción del Ministerio de Energía y Minería, Marcos Porteau, se embarcó en una misión multisectorial hacia Londres, ante el interés que generó el acercamiento en las compañías británicas por las posibilidades de inversión en el sector energético argentino.

"Fue una muy buena misión para nosotros porque estamos en un momento donde hacen falta que muchas compañías de servicios y proveedoras de tecnología nos ayuden a desarrollar los recursos en Argentina", dijo el funcionario, al finalizar un encuentro en Londres en el Consejo de Industrias Energéticas británico (EIC). Según Porteau, durante la misión organizada por la Cámara Argentino-Británica (CCAB) y la embajada argentina, las reuniones bilaterales como las conferencias fueron positivas. "En general todas las compañías británicas muestran mucho interés en por lo menos entender e interesarse en lo que está pasando en la Argentina".

El funcionario dijo que en el sector del gas, la mayoría de las grandes compañías ya están trabajando en la Argentina, así que

no hay grandes acuerdos a los que se pueda llegar, pero "lo importante hoy es que las empresas entiendan las necesidades del país y vean en qué pueden participar en esta actividad que viene de un ciclo de inversión muy fuerte."

Para Porteau, el sector de donde cree que vendrá la producción futura es el "no convencional", algo que, sostuvo, está en un punto muy interesante de desarrollo y la ronda off shore de exploración petrolera en el Atlántico Sur prevista para este año.

Por su parte, Daniel Rellán, director técnico de Petróleo y Gas del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), dijo que la recepción de los empresarios británicos fue muy buena, aunque aclaró que Vaca Muerta empuja en todo el mundo, no sólo en Londres.

"Vaca muerta es una realidad, todo el mundo la está mirando con muchas ganas, pero en términos generales, creo que la misión anduvo muy bien y tuvo un resultado muy satisfactorio", señaló.

"Sé que además fue muy buena en minería, entiendo que el capítulo de PPP también tuvo mucho éxito".

Tanto Rellán como los funcionarios y empresarios argentinos, entre ellos Juan Martín Bulgheroni de Pan American Energy, presentaron las oportunidades de negocios en el sector energético.

Pan American Energy mostró todos sus activos y comentó la necesidad de avanzar y crecer en el desarrollo de activos con nuevos socios.

En tanto YPF, según Rellán, está con un plan muy grande en términos de lo que es compras y abastecimiento para todos sus proyectos que están en desarrollo." Pensar en que van a tener un presupuesto de US\$ 8.000 millones, es tentador para cualquiera".

MARTELLI ABOGADOS

Sarmiento 1230, piso 9, C1041AAZ Buenos Aires, Argentina

Tel +54 11 4132 4100 - Fax +54 11 4132 4101

info@martelliabogados.com www.martelliabogados.com

El Gobierno resolvió aumentar los derechos de exportación

Las retenciones, ahora, son buenas

En contradicción con las propuestas gubernamentales y las acciones políticas de los dos primeros años de gobierno, el Poder Ejecutivo ha propiciado la reducción de las restricciones a las exportaciones y la eliminación del plazo para liquidarlas en la plaza de Buenos Aires

Sin embargo, ahora vuelve sobre sus pasos y aplica retenciones a las exportaciones de biodiésel y suspende la reducción a las retenciones de las exportaciones de granos.

En diciembre pasado, el Gobierno eliminó un sistema de retenciones móviles para el biodiésel de la anterior gestión y los derechos de exportación, que en ese momento estaban en el 0%, pasaron al 8% en enero último.

Pero al parecer las pretensiones ya no son un "impuesto ilógico y distorsivo". El decreto 486, firmado por el presidente Mauricio Macri, el jefe de Gabinete, Marcos Peña, el ministro de Producción, Francisco Cabrera, de Energía, Juan José Aranguren, y de Hacienda, Nicolás Dujovne, vuelve a aumentar las retenciones al biodiésel que ahora serán del 15 por ciento.

Según la norma, el incremento es para "continuar propiciando la convergencia" entre los derechos de exportación del aceite de soja y el del biodiésel.

Vale recordar que, igual que el grano de soja, el derecho de exportación del aceite de soja se viene reduciendo a razón de un 0,5% mensual

desde enero pasado y ya tiene una alícuota del 24,5 por ciento.

El decreto aclara que el incremento de la retención al biocombustible se hará efectiva a partir del 1° de julio próximo. Para el sector, el incremento afecta en un momento en el que sigue cerrado el mercado de los Estados Unidos.

También hay temores por el avance de una investigación en Europa contra el producto argentino por supuestos subsidios.

Entre enero y marzo pasado, las exportaciones del producto alcanzaron las 320 mil toneladas a mercados de Europa, Canadá y Perú.

El incremento de las retenciones al biodiésel se da luego de las versiones de que el Gobierno analizaba frenar la baja de las retenciones en la soja, hoy con una alícuota del 27,5% para el grano.

Hace diez días, Macri calificó a las retenciones como un impuesto "muy nocivo" para la economía del país.

Por otra parte, con el decreto 487 el Gobierno fijó en 10% la retención para ciertas mercaderías del sector acétero, esto es de las posiciones 1507.90.11 y 1517.90.10 (mezclas de aceites refinados en envases con capacidad igual o inferior a 5 litros).

¿Y ahora?

El desafío para la industria argentina de biodiésel, con el mercado estadounidense cerrado, pasa por lograr un au-

mento progresivo del corte con gasoil del actual 12% al 15% y posteriormente al 20%, indicó Claudio Molina, director Ejecutivo de la Asociación Argentina de Biocombustibles e Hidrógeno (AABH).

La medida es resistida por los refinadores y comerciali-

El impacto fiscal de las retenciones es aún incierto. Durante el año pasado las exportaciones ascendieron a 1,6 millones de toneladas. Se espera un volumen similar para este año por lo que el impacto fiscal rondaría los US\$ 130 millones, si el precio se mantiene entre los US\$ 800 y 900 la tonelada.

Queda abierta la expectativa respecto del mercado europeo del que se esperan definiciones.

zadores porque reduce el margen, ya golpeado por la devaluación y el aumento del precio del crudo.

"Podría evaluarse la implementación del uso directo de biodiésel, con surtidores B100, para aprovechar la ventaja del bajo precio relativo que hoy tiene el biodiésel respecto del gasoil", dijo Molina, que además recordó que existen proyectos para incorporar un corte de biodiésel del

20% en el transporte automotor de pasajeros.

Si bien desde 2014 está vigente una resolución (1125/13) que indica que en las empresas en las cuales sea técnicamente posible la utilización de biodiésel para la generación eléctrica deberán realizar un corte del 10%, el uso del biocombustible para ese propósito no se está instrumentando, indicó el sitio Valor Soja.

En el primer trimestre de 2018, según los últimos datos oficiales publicados, las exportaciones argentinas de biodiésel sumaron 319.109 toneladas por un valor FOB de 223,6 millones de dólares mientras que en enero-marzo de 2017 se habían colocado en mercados externos 180.750 toneladas.

El 50% del volumen total exportado en los primeros tres meses de este año se colocó en Holanda, mientras que otro 37% de declaró con destino a Malta (nación integrante de la Unión Europea); el resto de las ventas fueron para Canadá (9%) y Perú (4%).

Sin embargo, las autoridades de la Comisión Europea (CE) iniciaron a fines de enero pasado una nueva investigación ("procedimiento antisubvenciones") contra el biodiésel de origen argentino para intentar bloquear nuevamente su ingreso en algún momento del último trimestre de 2018 o el primero de 2019.

"Sustituir los mercados de EE.UU. y Europa es muy difícil."

Señaló que "un eventual aumento de retenciones, en un contexto de precios bajos del biodiésel en los mercados internacionales, afectará muchísimo la economía de las firmas exportadoras de ese biocombustible, quienes tendrán dificultades para mantener el ritmo de negocios que vienen desarrollando", consignó.

Pampa Energía invertirá en Vaca Muerta

La empresa estatal neuquina Gas y Petróleo Neuquén (G&P) firmó con Pampa Energía el contrato para la exploración y desarrollo del área de hidrocarburos "Las Tacanas Norte", en Vaca Muerta. El monto de la inversión es de US\$ 207 millones y se irá desembolsando en los próximos cuatro años y G&P tendrá una participación del 10%. Pampa Energía S.A. resultó adjudicataria del área "Las Tacanas Norte" en el marco de la Quinta Ronda para la selección de empresas interesadas en la exploración, desarrollo y eventual explotación de áreas en asociación con G&P, realizada el año pasado. El acuerdo fue suscripto por el presidente de la empresa estatal neuquina, Alberto Saggese, y el representante de Pampa Energía, Martín Aldasoro.

El proyecto comprende trabajos de registración sísmica, estudios geofísicos, geoquímicos y perforación con terminación no convencional de ocho pozos, que representan en total 41.414 Unidades de Trabajo.

También en el marco de la Quinta Ronda de consultas, Gas y Petróleo Neuquén firmó en febrero de este año el contrato de concesión del área Bajo del Toro, con la empresa de origen noruego Statoil Argentina. El desarrollo del área demandará una inversión de US\$ 15 millones, mientras que la provincia percibirá un canon de US\$ 2 millones.





Un lugar para trabajar, un lugar para vivir





- Fabricación, alquiler y venta de trailers
- Logística
- Generadores
- Motocompresores


Parque Industrial Centenario
CP (8309) - Centenario - Neuquén
Telfax 0299 4891084 | 4898496
canziani@canziani.com.ar




CASTELLI & ASOCIADOS
MARCAS Y PATENTES



MARCAS y PATENTES



DISEÑOS y MODELOS INDUSTRIALES



PROPIEDAD INTELECTUAL

BUENOS AIRES: Sarmiento 1562, 7° Cuerpo, Piso 5° Of. 7° - CP: C1042ABD - Capital Federal
Tel./Fax: 011 - 5032-3704 / 3705
CORDOBA: Av. Gral. Paz 133 P.B. Of. "D" - C.P.: X5000JLB, Córdoba - Tel./Fax: 0351 - 4112813 / 2814
www.castelli.com.ar e-mail: castelli@castelli.com.ar

Se trata de un proyecto de ley del legislador Martín Berhongaray (UCR - Cambiemos)

Un diputado radical propuso prohibir el fracking en La Pampa

En una muestra cabal de desconocimiento sobre la actividad, el presidente de la comisión de Ecología de la Legislatura pampeana, Martín Berhongaray (UCR-Cambiemos), presentó un proyecto de ley para "prohibir" la utilización del fracking en La Pampa y denunció que Mendoza tiene "un comportamiento inconstitucional", en referencia a la autorización del gobierno cuyano al uso de este sistema de extracción de hidrocarburos no convencionales.

"La propuesta apunta a prohibir el fracking en La Pampa, en la medida de que no existan garantías suficientes con respecto a que el empleo de esa técnica no ocasionará daños a la salud de la población", dijo a la prensa Berhongaray. El legislador advirtió que "es una práctica muy cuestionada en el mundo al punto que muchos de los países más desarrollados la han prohibido".

Además, manifestó que "hasta tanto no se tenga la certeza científica de que la prác-



tica no es nociva, por aplicación del principio precautorio, que es la columna vertebral del derecho ambiental, lo que corresponde es prohibirla".

Siguiendo en esa línea, el legislador del radicalismo dijo que "el gobierno La Pampa debería instar por las vías que correspondan a que ninguna otra provincia emplee el

fracking con aditivos químicos para explorar y explotar hidrocarburos en cuencas interjurisdiccionales".

Sobre la decisión del gobierno de Mendoza de autorizar el fracking por decreto, con la posibilidad de afectar el río Atuel, que comparte con La Pampa, Berhongaray agregó que "no sólo es un

acto de irresponsabilidad sino que es un comportamiento inconstitucional porque avanza en forma unilateral poniendo en riesgo el ambiente sobre una cuenca que también pertenece a otras provincias. Se está afectando una vez más el principio de unidad de cuenca". Actualmente, los gobiernos de La Pampa y Mendo-

za mantienen un litigio en la Corte Suprema de Justicia de la Nación por las aguas del río Atuel, que fue cortado aguas arriba, en perjuicio del oeste pampeano.

En la comisión de Asuntos Agrarios de Diputados, el subsecretario de Hidrocarburos y Minería provincial, Matías Toso, expresó que "todo trabajo exploratorio debería hacerse sin fracking" y que "probablemente en unos años tendremos que tomar una decisión sobre si se hace fracking en La Pampa o no".

Peligro de informar mal

La formación Vaca Muerta, se encuentra a más de 3000 metros de profundidad en zonas alejadas de los centros poblados y es por eso el uso de técnicas especiales y adecuadas no conlleva riesgos ambientales. Lo que sí resulta peligroso es el manejo de la información sobre las técnicas de explotación y sus consecuencias.

Hoy resulta más creíble para la opinión pública los dichos de cualquier activista ecologista que el conocimiento acabado de los ecólogos y especialistas en la materia, fundamentalmente de docentes universitarios.

Es allí donde radica el riesgo mayor, la obstrucción sin razón fundada del desarrollo y la creación de riqueza.



La consultora KPMG elaboró un informe sobre la actividad de la industria hidrocarburífera para el actual período

Mejoran las perspectivas para el petróleo y gas

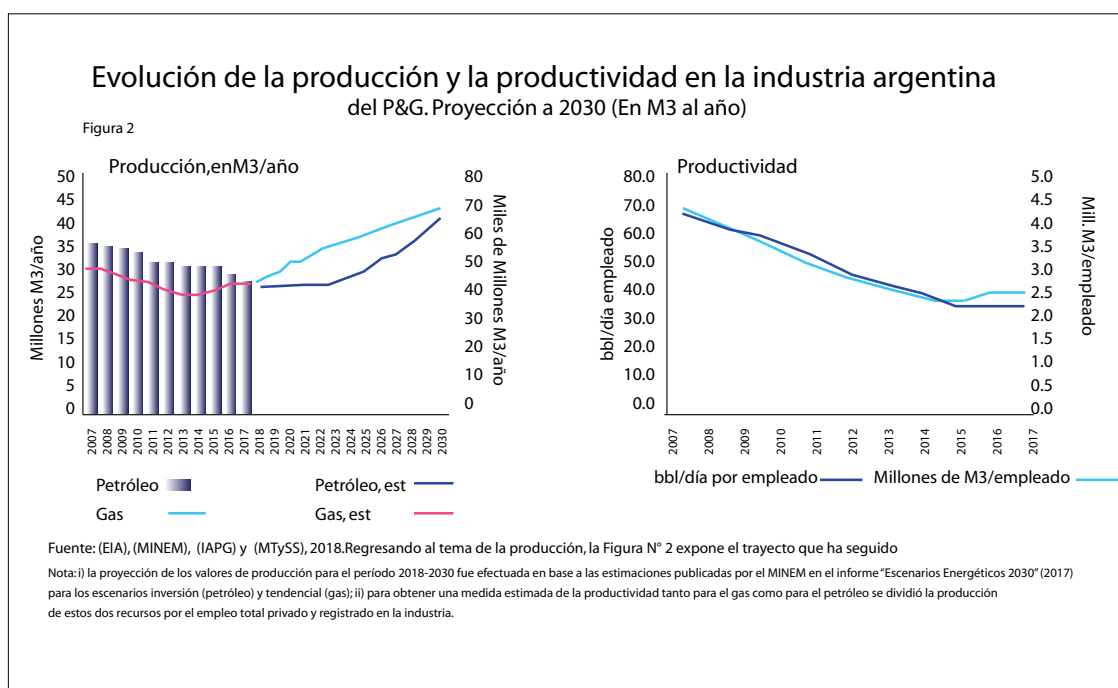
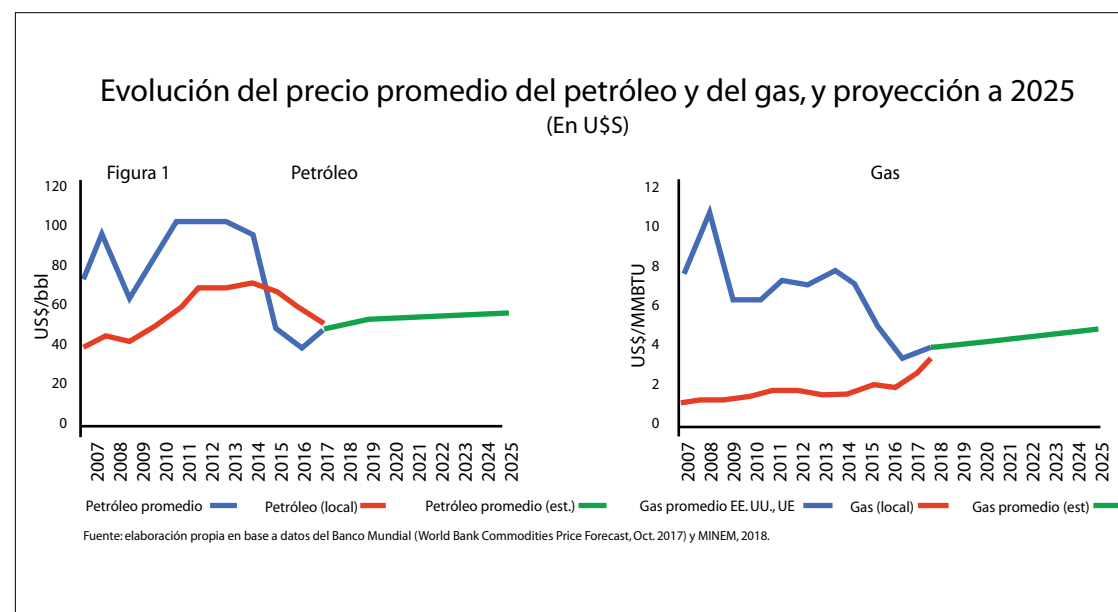
KPMG elaboró un informe donde analiza lo ocurrido en el sector durante los últimos años y hace una perspectiva de los desafíos para el presente.

Se espera que este año se consolide la tendencia alcista de los precios internacionales.

La consultora recomienda que hasta que el mercado disponga de la oferta de los recursos no convencionales todavía quedan por explotar importantes reservas de los convencionales.

“En una industria donde la volatilidad externa conforma un determinante crucial del desempeño, el 2018 inicia su camino como una extensión del proceso de recuperación que viven los precios de los principales commodities energéticos desde finales del 2016, especialmente en lo que se refiere a petróleo y gas”, afirma el informe especial de KPMG Argentina titulado “Industria del Petróleo y Gas: temas relevantes para 2018”, en el cual se analiza lo ocurrido en el sector durante los últimos años y se hace una perspectiva de los desafíos para el presente.

“Luego de una abrumadora caída en el nivel de precios, que puede estimarse en una cifra mayor al 60% acumulado hasta 2016 tanto para uno (petróleo) como para el otro (gas) desde los máximos alcanzados en 2012 y 2008 respectivamente; en los dos últimos años ambos commodities vienen recuperándose coronando un crecimiento mayor al 20% en 2017, lo que per-



mitió que pasaran de US\$/bbl 43 (precio promedio de la canasta de petróleo WTI, Dubai y Brent) y US\$/MMBTU 3,5 (precio promedio del gas producido en EE.UU. y la Unión Europea) en 2016, a cerrar en 2017 en US\$/bbl 53 y US\$/MMBTU 4,3, respectivamente. Asimismo, durante el primer mes de 2018 el precio medio del crudo se ubicó en torno a los US\$/bbl 66 (el

Brent superó los US\$/bbl 68), lo que refuerza la tendencia del precio y permite prever, como algunos expertos advierten, que el mismo se mantendrá en torno a los US\$/bbl 70 hacia fin de año (2018).

El cambio de tendencia y la previsión que efectúan los analistas se encuentran apoyados en dos factores preponderantes que no solo interactúan sino que contribuyen de

manera sustancial al reciente re-equilibrio entre las fuerzas de oferta y demanda de la industria del petróleo y gas (P&G), como así también a las perspectivas alcistas que se abonan sobre la demanda futura”, agrega.

En otra parte, el documento describe que las restricciones en la oferta de crudo que lleva adelante el frente OPEP y sus socios en conjunto a los

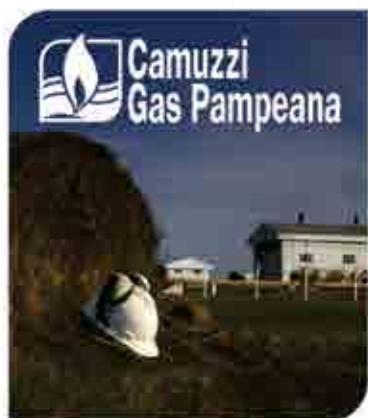
efectos de la elevada producción en los EE.UU., arrastran al precio de los hidrocarburos. “A juzgar por los últimos datos y las proyecciones del Banco Mundial, muestran una tendencia al alza para el 2018 y años venideros.

En el plano local, en tanto, se han buscado establecer buenas condiciones internas para fomentar la inversión y la producción hidrocarburífera luego de años de postergación y un desempeño exiguo, explicado por la batería de políticas que privilegiaron el consumo doméstico pero sin medidas que impulsaran la oferta, lo que resultó en la generación de un importante déficit comercial en la cuenta energética que, desde 2011, erosiona el colchón de divisas del BCRA y limita el uso de esta importante fuente de recursos para otros fines”, señala.

En cuanto a las políticas hacia el sector llevadas adelante por el gobierno, el informe afirma que el Poder Ejecutivo ha buscado formar acuerdos con los principales actores para reducir los costos laborales y mejorar los niveles de productividad, como así también ha levantado las restricciones existentes para la importación de bienes de capital y anunciado nuevas inversiones en infraestructura que buscarán comprimir los costos logísticos.

“Si bien es cierto que, en conjunto con el Plan Gas, el programa de subsidios al precio doméstico del barril de petróleo ha visto su fin en 2017, liberándose de esta manera el precio de los combustibles, persisten otros programas como el de estímulo a la producción de gas no convencional para la provincia de Neuquén (que tendrá vigencia hasta 2021), el cual recientemente ha sido extendido para los proyectos en etapa de desarrollo y promovido sus beneficios a otras cuencas como la Austral.

Según Diego Calveti, Socio líder de Petróleo & Gas, y Minería / KPMG Argentina “el actual contexto de precios permite proyectar un 2018 de buen nivel de actividad para



Camuzzi Gas Pampeana S.A. y Camuzzi Gas del Sur S.A. constituyen en conjunto la mayor distribuidora de gas natural de la Argentina en términos de volumen y cubren el 45% del país en dos regiones contiguas. A través de un sistema de gasoductos de transporte y redes de distribución, las compañías abastecen a siete provincias: Buenos Aires, La Pampa, Neuquén, Chubut, Río Negro, Santa Cruz y Tierra del Fuego.

Emergencias:

Camuzzi Gas Pampeana 0810-666-0810 / 0800-666-0810

Camuzzi Gas del Sur 0810-999-0810 / 0800-999-0810

www.camuzzigas.com



la industria; el no convencional ha comenzado lentamente a entregarnos su producción, y en la medida que mayor cantidad de proyectos superen la fase de piloto y pasen a escalas cada vez mayores de producción se irá acelerando el flujo y el peso relativo de estos recursos en la matriz productiva de hidrocarburos.

Grandes pasos se han dado en los últimos años para afianzar este sendero, esperamos que las tendencias puedan consolidarse y comenzar a dejar atrás en los próximos años las etapas declinantes de producción, con un mayor foco en gas.

El off - shore representará también una importante oportunidad para el sector este año, el país cuenta con

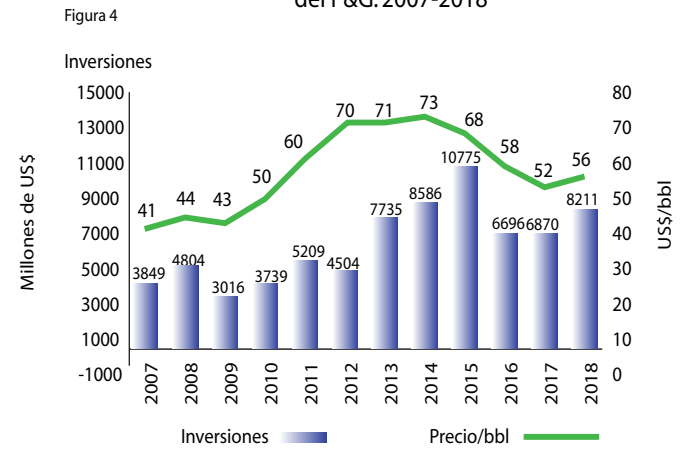
una enorme superficie marítima sin explorar y los recursos allí encerrados puedan generar un nuevo envión de inversiones y entrada de jugadores internacionales al sector."

En el final el trabajo recomienda "diagramar una estrategia de diversificación en la producción energética, de tal forma que se creen los incentivos y las condiciones necesarias para fomentar y distribuir la inversión local entre los diversos recursos y fuentes de generación. Ello encuentra asidero en varios factores.

En primer lugar porque la explotación de recursos no convencionales, si bien importantes y teniendo en cuenta el ritmo actual de explotación, solo reeditarán a futuro.

En segundo lugar, porque aún quedan por explotar importantes reservas de recursos hidrocarbúricos convencionales en nuestro país (estimadas a 2016 por EIA en alrededor de 2.400 millones de barriles de petróleo y en más de 0,3 billones de M3 de gas en reservorios probados convencionales), los cuales son más fáciles de extraer para la industria local e implicarían un menor costo. Finalmente, porque la producción de energía renovable conforma un factor que, además de contribuir a la diversificación de la oferta energética, resulta significativamente más sustentable en el tiempo que el resto de las opciones y es, indefectiblemente, hacia donde el mundo debe dirigirse.

Inversión y precios locales en la industria del P&G. 2007-2018



Fuente: (MINEM) y Banco Mundial.
 Nota: el precio del crudo para 2018 se tomó de la proyección efectuada por el Banco Mundial (World Bank Commodities Forecast, octubre de 2017).
 La inversión afectada a 2018 es la proyectada/prevista por el MINEM.

Petrobras reduce el precio del diesel en 10%

Petrobras decidió reducir en 10%, equivalente a R\$ 0,2335 por litro, el valor promedio del diesel comercializado en sus refinerías. Con eso, el precio medio de venta de Petrobras en las refinerías y terminales sin tributos será de R\$ 2,1016 por litro a partir de mañana. Este precio se mantendrá sin cambios por un período de 15 días. Después de este plazo, la compañía retomará gradualmente su política de precios aprobada y divulgada en el Hecho Relevante de 30 de junio de 2017.

Esta decisión se aplicará sólo al diesel y tiene como objetivo permitir que el gobierno y representantes de los camioneros tengan tiempo para negociar un acuerdo definitivo para el contexto actual de huelga y al mismo tiempo evitar impactos negativos para la población y para las operaciones de la empresa. La medida es de carácter excepcional y no representa un cambio en la política de precios de Petrobras. Con esta decisión, la compañía cree que es posible al gobierno ya los representantes de los camioneros encontrar una solución que tenga impacto definitivo en los precios del diesel comercializados en Brasil. En la visión de Petrobras, esta negociación pasa necesariamente por la discusión de reducciones de la carga tributaria federal y estatal incidente sobre este producto, ya que representan la mayor parte de la formación de los precios del combustible.

ESTAMOS DE ACUERDO.

Trabajando juntos obtenemos los mejores resultados. En todos los lugares donde Chevron opera, se asocia con empresas y organizaciones locales para ayudar a crear empleos y fortalecer la economía local. Juntos ayudamos a satisfacer las demandas energéticas y a impulsar el progreso de nuestra comunidad a largo plazo.

Conózcanos en chevron.com

CHEVRON, el CHEVRON Hallmark y HUMAN ENERGY son marcas comerciales registradas de Chevron Intellectual Property LLC. © 2016 Chevron U.S.A. Inc. Todos los derechos reservados.

Volverá al esquema establecido en 2016

El MINEM bonificará el 100% de tarifa social del gas

El gobierno nacional resolvió volver al esquema de Tarifa Social establecido en 2016, que bonifica el 100% de la tarifa del consumo de gas.

Lo hizo a través de la Resolución 218/2018 del Ministerio de Energía, publicada en el Boletín Oficial y que lleva la firma del ministro Juan José Aranguren.

La misma dispuso "la suspensión de la aplicación de los criterios de bonificación para los usuarios de la Tarifa Social establecidos en los artículos 4 y 5 de la Resolución 474 del 30 de noviembre de 2017 de este Ministerio, para los consumos de dichos usuarios efectuados durante los meses de mayo y junio del corriente año 2018".

Al respecto, determinó "aplicar para la facturación de dichos consumos el régimen de tarifa social con el alcance previsto en el artículo 5 de la Resolución 28 de marzo de 2016 del Ministerio, a cuyos efectos deberá considerarse la bonificación del 100% del precio de gas natural o del gas propano que dichos usuarios consuman".

A fines del año pasado el Gobierno limitó los alcances de la tarifa social en el gas: antes, las familias que tenían ese beneficio sólo debían pagar por los servicios de transporte, de distribución y los impuestos de cada factura,



mientras que el consumo del gas en sí mismo estaba enteramente subsidiado por el Estado. En cambio, tras la Resolución 474/2017, se decidió subsidiar el equivalente de consumo correspondiente a la categoría de usuario R1 distribuido mensualmente en metros cúbicos (m3) por mes.

Así se convergió a un esquema parecido al de la tarifa social de electricidad, con un cupo de gas 100% subsidiado, luego otro cupo con un subsidio del 75% y el resto, con precio pleno, similar al de los usuarios sin beneficio social.

Defensor del Pueblo

Por su parte, el Defensor del Pueblo bonaerense, Guido Lorenzino, valoró la resolución del Ministerio de Energía que anula los cambios que

restringían la tarifa social, pero consideró que esa medida es "insuficiente".

"El Gobierno se dio cuenta que se equivocó al cambiar la única política pública que contenía a los sectores más vulnerables, pero no alcanza que solo cubra el consumo total en los meses de mayo y junio".

"Hace meses que reclamamos que se incrementen significativamente los bloques de consumo bonificados con la tarifa social, para que se garantice un piso mínimo de derechos en línea con lo que dice la Constitución y que las familias puedan vivir en condiciones dignas", sostuvo Lorenzino.

Recordó que la Defensoría ya había pedido (resoluciones 74/17 t 16/18) "volver a la tarifa social que cubría el consumo total de gas de las familias bonaerenses" así como "simplificar los requisitos para acceder a este beneficio".

"Queremos que se tomen todas las medidas necesarias para que la gente pueda pagar las tarifas a un precio justo y razonable, y que se elimine de esta forma toda desigualdad en la prestación de los servicios públicos", puntualizó Lorenzino.

Gobierno neuquino

Presenta plan para bajar tarifas

El gobierno de Neuquén presentará una iniciativa destinada a bajar los montos de las facturas de gas que pagan los neuquinos y que beneficiará a 170.000 familias, según voceros de la gobernación.



Se trata de un proyecto de ley que el gobernador Omar Gutiérrez enviará a la Legislatura neuquina, y que propone eximir del impuesto a los Ingresos Brutos al gas domiciliario.

Esto beneficiará de manera directa a los 170.000 usuarios de Camuzzi Gas del Sur de toda la provincia, entre ellos a más de 100 mil hogares de Neuquén y Plotier, indicaron.

El gobierno provincial espera que el proyecto sea aprobado y la norma comience a regir en breve para que sus beneficios se vean reflejados en las facturas inmediatamente posteriores; es decir, las que corresponden a los meses de mayor consumo.

La medida también hará que todos los servicios domiciliarios que se brindan en la provincia se encuentren sin carga tributaria provincial, ya que agua y energía tampoco los tienen.

Hace algunas semanas, la administración que conduce Gutiérrez dio otro paso en materia de tarifas, al anunciar que la Provincia se hará cargo de la mitad de lo que se invierte en la tarifa social de gas, que beneficia a 26.300 usuarios.

Santa Fe quiere menos impuestos

El intendente de Santa Fe, José Corral, pondrá a consideración del Concejo Municipal un proyecto de ordenanza que eliminará de la factura del gas una contribución para obras que implica una reducción del costo del servicio del 10%.

El funcionario explicó que eliminar ese rubro de la factura es posible "porque las empresas volvieron a realizar inversiones en la red de gas de la ciudad".

La decisión del Municipio se suma a una anterior, relacionada a dejar sin efecto un convenio con la Empresa Provincial de la Energía (EPE) mediante el cual la prestadora cobraba una cuota de alumbrado público a los usuarios.

De ese modo, dejará de cobrarse a los usuarios y el cargo deberá ser abonado por la Municipalidad.

El vocero de la EPE, Hugo Ceré, estimó que la empresa cobró \$70 millones en 2017 en concepto de alumbrado público.

IPH

Garantía de calidad para las más altas exigencias y diversas aplicaciones.

CABLES DE ACERO | ESLINGAS | ACCESORIOS

América Patagonia S.A. Distribuidor oficial para Argentina y Brasil

(5411) 4469-8100 www.iphglobal.com

PATIOS DE LERMA HOTEL
BARRIO LAS CASAS

SERVICIOS: TV LCD, SPLIT FRÍO-CALOR, CAJA DE SEGURIDAD ELECTRÓNICA
WI-FI EN HABITACIONES, SPA, TERRAZA CON HIDROMASAJE, RESTAURANTE Y CONFITERÍA
TARIFAS CORPORATIVAS

AMEGHINO 853 - SALTA - ARGENTINA - TEL: (+54 0587) 4520506 - FAX: (+54 0587) 4517771
INFO@PATIOSDELERMA.COM.AR - WWW.PATIOSDELERMA.COM.AR

El presidente del ENRE Andrés Chambouleyron con los legisladores

Explicaciones en el Senado

Invitados a exponer en el plenario de comisiones del Senado que analiza el proyecto -con media sanción- para retrotraer los valores de las tarifas de servicios públicos al Iro. de noviembre de 2017 y regular los aumentos en base al índice salarial, los presidentes de los reguladores y representantes de las distribuidoras manifestaron sus posiciones.

El presidente del Enere Andrés Chambouleyron, aseguró que que *“este proyecto de ley haría más grande la diferencia entre las tarifas que se pagan en las provincias y las que se pagan acá”* en la Ciudad de Buenos Aires.

Chambouleyron explicó que si se aplica el proyecto para limitar la suba de tarifas de energía que impulsa el peronismo los ciudadanos de la Capital van a pagar 1 peso el kw y en Córdoba \$ 4 .

Sostuvo que *“la inversión programada para este año son 44 mil millones de pesos que Edenor y Edesur se comprometieron a realizar y el proyecto tendría una reducción de 14 mil millones en esa inversión”*.

Por su parte, Cammesa el coordinador de Finanzas de Compañía Administradora



del Mercado Mayorista Eléctrico (Cammesa), Juan Carlos Trotta, afirmó en el Senado *“todo lo que no recauda Cammesa de la distribución, automáticamente va a salir de aportes del Tesoro, porque hay que pagar lo que se importa”*.

En el marco del debate del proyecto del peronismo para limitar la suba de las tarifas de servicios públicos, Trotta sostuvo que *“Cammesa sufre el aumento del dólar, no lo traslada inmediatamente”* a los costos de generación y transporte y agregó: *“Estamos asumiendo el aumento del dólar y el costo del combustible”*.

Tras detallar la deuda que algunas provincias mantienen con Cammesa, se refirió al

costo que tendría el límite que plantea el proyecto a la suba y señaló: *“Todo lo que no recauda Cammesa de la distribución, automáticamente va a salir de aportes del Tesoro, porque tenemos que pagar lo que se importa”*.

Esto, según Trotta, se debe a *“la necesidad que hubo a partir de 2007 (de importar) y que se está revirtiendo; hay más gas y menos necesidad de importar combustible líquido, con lo cual se está revirtiendo”*.

Guarismos a la baja

A su tiempo, la representante de la Asociación Distribuidora de Gas (ADIGAS), María Tettamanti, dio en el Senado una serie de estadís-

ticas y afirmó que *“en 2003, con el salario mínimo, el costo de gas era el 3,78% del ingreso anual y hoy es 1,58%”*.

Tettamanti sostuvo que para determinar si la gente puede pagar o no las facturas *“hay que remitirse a las estadísticas”* y que, según datos del Ministerio de Trabajo, para un usuario de categoría R1, *“en 2003, con el salario mínimo, el costo de gas era el 3,78% del ingreso anual y hoy es 1,58%”*.

Al explicar el impacto de los aumentos actuales, la representante de Adigas señaló que *“lo que pasa es que en 2015 era del 0,50%”* del ingreso anual de un usuario de esa categoría y con salario mínimo.

Respecto de las facturas, Tettamanti sostuvo que *“en el área Norte del país, en el trimestre más frío el 85% de los usuarios va a recibir una factura menor a 750 pesos”*, mientras que *“en el caso de Metrogas, para el 80% va a ser menos de 1.500 pesos y en el caso de de Camuzzi para el 54% va a ser menos de mil pesos”*.

Por su parte, el Ente Nacional Regulador del Gas (Enargas) instruyó a las em-

presas prestatarias del servicio a remitir el *“Detalle de Altas y Bajas de Activos Esenciales”*, dentro de los 90 días corridos siguientes al cierre de cada ejercicio económico, informó el organismo estatal.

La medida fue adoptada *“para optimizar el procesamiento de la información recibida por parte de las licenciatarias del servicio público de transporte y distribución de gas”*, explicó el Enargas.

La información deberá ser remitida anualmente en formato electrónico, a través del Sistema Automático de Remisión Informática (SARI).

La Resolución 48/2018 del Enargas apunta al desarrollo de una *“Base de Datos Activos”*, que le permita contar en forma permanente con un inventario actualizado de los bienes que utilizan las licenciatarias para cumplir con la prestación del servicio.

El nuevo protocolo establece que antes del 31 de julio próximo, las compañías distribuidoras deberán presentar el Inventario de Activos Esenciales al 31 de diciembre pasado.

De este modo, *“la información que antes se remitía en papel ahora facilitará la realización de controles sistemáticos, permitirá validar su consistencia y contribuirá a una mejor y más rápida toma de decisiones por parte del organismo de control”*.

AXION energy

AXION energy
PROTECH

Limpia los inyectores Reduce la fricción Protege tu motor Recupera la potencia

LA MÁS ALTA CALIDAD EN COMBUSTIBLES

Para más información ingresar en: www.axionenergy.com

f i YouTube in

El gobernador Cornejo autorizó un estudio de impacto ambiental de 5 nuevos pozos petroleros en Malargüe

Mendoza avanza con el shale

La empresa El Trébol, del Gupo Vila Manzano, oficializó el pedido para realizar estimulación hidráulica en más pozos petroleros del área Puesto Rojas, en Malargüe, y el Gobierno inició el proceso de evaluación de impacto ambiental para aprobarlo.

El proceso es el primero que se hace en base al decreto reglamentario del fracking que firmó el gobernador Alfredo Cornejo este año. Por eso, por ejemplo, la evaluación ambiental se hace a través de un "aviso de proyecto", que supone una vía más corta y sin audiencia pública. Esto

es así porque el área ya estaba siendo explotada.

La empresa El Trébol había previsto hacer fracking en 10 pozos. Pero finalmente pidió autorización para ejecutarlo en 5. Como había anticipado MDZ, esa empresa apunta a explotar toda el área Puesto Rojas, que estaba en decadencia y recobró su interés en base al potencial de recursos no convencionales en la formación Vaca Muerta.

El proyecto apunta a ejecutar en los yacimientos Cerro del Medio, Cerro Pental, Puesto Rojas Y Cerro Los Choiques y el fracking

se hará en los pozos PETRE. Md.NCDM-3007, PETRE. Md.NCDM-3023, PETRE. Md.NCDM-3001(Cerro del Medio), PETRE.Md.NPR53 (Puesto Rojas), PETRE. Md.NCLChx-2001 (Cerro Los Choiques).

Como parte del procedimiento de evaluación ambiental, se designó a la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Cuyo para que ejecute un "Relevamiento de Campo" y elabore un dictamen técnico.

Además, el Departamento General de Irrigación y la Municipalidad de Malargüe

deben aportar sus informes sectoriales, además de dar las autorizaciones que correspondan.

El Trébol ya realizó fracking en el área Puesto Rojas el año pasado. De hecho fue la primera prueba piloto realizada en Mendoza y en base a esa experiencia se hizo la reglamentación. Ahora avanza con la nueva normativa vigente y también con protestas de parte de algunos sectores. El sitio es explotado desde hace décadas. Está en cercanías al Río Salado, entre las rutas 40 y 222.

El nuevo proyecto puede tener un problema. En la zona de Cerro El Choique (donde está uno de los pozos a explotar con fracking) hay una comunidad mapuche. Se trata del Lof Limay Kurref. El Decreto reglamentario incluye, en su último artículo, la obli-

gación de consultar a las comunidades de pueblos originarios que tengan presencia en la zona.

En este caso no habrá audiencia pública, pero el proceso sí es público. Desde el Gobierno aclaran que las comunidades que quieran participar deben estar registradas oficialmente en el INAI. Según explicaron fuentes cercanas al tema, hay diálogo entre la empresa y las comunidades.

El Gobierno salió a respaldar fuertemente la política energética, que tiene a la promoción del fracking como una de sus patas fundamentales. El Gobernador y todos los funcionarios de Ambiente y Energía son parte de esa campaña, que busca contrarrestar las protestas generadas en Alvear y San Carlos.

En base al decreto reglamentario la empresa debe declarar la cantidad de agua a usar y de dónde saldrá. En ese sentido, deben priorizar el uso de agua de formación y minimizar el uso de agua nueva.



a. marshall moffat
SINCE 1848

UN SOLO TEJIDO IGNÍFUGO PARA TODAS LAS NECESIDADES, UN DISEÑO PARA CADA EMPRESA

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS





Cumpliendo con las siguientes Normas:








Sucursales propias en: ARGENTINA VENEZUELA BRAZIL CHILE USA

CONSULTAS TÉCNICAS
0800-222-1403

Av. Patricios 1959 (1266)
Capital Federal - Buenos Aires
www.marshallmoffat.com

(011) 4302-9333 - Cap. Fed.
(011) 4343-0678 - Centro
(0299) 443-3211-6139 - Neuquén

Milner Capital explorará en ese país

Acuerdo de inversión en Bolivia

En presencia del presidente Evo Morales y del ministro de Hidrocarburos, Luis Alberto Sánchez, las empresas YPF de Bolivia y Milner Capital de Inglaterra firmaron el documento "Compromiso de Estudios e Inversión en Exploración y Reactivación de Campos en Bolivia". "Las empresas que se animan a invertir, bienvenidas, en esta modalidad que tenemos, porque tenemos otro modelo de inversión totalmente diferente al de antes. Las empresas, ahora, no son dueñas de nuestros recursos naturales, son socias", remarcó el presidente Morales, durante el acto de firma del documento, este viernes en la ciudad de Cochabamba.

Por su parte el ministro Sánchez explicó que el documento firmado compromete a la empresa Milner Capital, a través de la empresa Kampac Oil, realizar inversiones en estudios exploratorios regionales en la Cuenca Madre de Dios, con miras transformar los importantes recursos gasíferos en reservas en el mediano plazo. "La Cuenca Madre de Dios, que es uno de los proyectos más importantes de Bolivia, tiene 12 TCF's y 4.5 billones de barriles". Además el documento establece la reactivación de 3 campos: Villamontes, Algarrobilla en Tarija y el campo Tita en Santa Cruz. "En Bolivia existen muchos campos maduros, que en realidad esos campos los cerrábamos, pero con el know how que tiene Kampac Oil, la capacidad técnica que tiene YPF y las nuevas tecnologías es posible que esos campos maduros puedan reactivarse e incrementar producción. Por ejemplo Tatarenda producía 80 barriles e petróleo y ha llegado a producir 2.000 barriles, entonces es una gran oportunidad de aumentar la producción fundamentalmente de líquidos".

Asimismo, señaló que se analizará la reactivación del campo Bermejo, que fue el primer campo de producción de petróleo en Bolivia.

A su tiempo, la CEO de la empresa Milner Capital, Joshi Gunpath, afirmó: "Estamos mirando que sea una relación a largo plazo entre el gobierno la empresa. Son muy importante los proyectos que vamos a iniciar acá (Bolivia) en campos maduros como Cuenca Madre de Dios, con producción incremental. Este proyecto es muy importante para nosotros para atraer inversiones internacionales". La ejecutiva aseguró el beneficio que traerá a Bolivia el acuerdo. "Estamos seguros de que se va a beneficiar a la comunidad y vamos a cuidar el medio ambiente".

Inglaterra tiene la mayor flota de buses de biogás



La flota más grande del mundo de autobuses de dos pisos impulsados por biogás ya está en pleno funcionamiento luego de que el bus número 53 de Nottingham City Transport (NCT) entrara en servicio, completando una inversión de 16.8 millones de libras en transporte ecológico para la ciudad inglesa. Una subvención de 4.4 millones de libras del esquema de Buses de Bajas Emisiones del gobierno y una importante inversión de 12.4 millones de libras de NCT permitieron instalar una estación de GNV en el depósito principal del operador de transporte y poner en servicio los primeros 53 buses a biogás a lo largo de siete rutas: 6, 10, 24, 25, 36, 44 y 45.

Con los 53 buses de dos pisos de este primer pedido ya en operación, la flota de NCT dejará de emitir más de 3.500 toneladas de CO₂, 35 toneladas de NO_x y $\frac{3}{4}$ toneladas de partículas, lo que brindará mejoras significativas en la calidad del aire. Con planes de sumar más buses de dos pisos a biogás (sujetos a financiación) y el anuncio de febrero de un subsidio de 3 millones de libras del Fondo de Tecnología de Vehículos Limpios de DEFRA para convertir 185 buses existentes a los últimos estándares de emisiones Euro VI, NCT busca reducir las emisiones en 90% para 2020 y cumplir con la próxima Clean Air Zone.

Los motores y el chasis de los nuevos autobuses a biogás City Enviro400CBG fueron desarrollados por Scania, mientras que la carrocería fue fabricada en Gran Bretaña por Alexander Dennis Limited (ADL). "Con las emisiones de dióxido de carbono reducidas hasta en un 84%, la introducción de esta flota de buses de dos pisos impulsada por gas -la flota más grande del mundo en su tipo- representa un hito importante para NCT y Scania, ya que juntos buscamos impulsar el cambio hacia un futuro de transporte más sostenible. Estamos encantados de participar en este importante programa ambiental".

La demanda bajó en Abril 29% respecto del igual período de 2017

Brasil compró menos gas a Bolivia

El principal mercado para el gas natural boliviano, Brasil, bajó en abril de este año su demanda del energético en un 29% con relación a igual periodo de 2017.

Los volúmenes nominados están, inclusive, por debajo del mínimo permitido contractualmente.

Para el mes de abril de este año, los despachos a ese mercado estuvieron en una media diaria de 20,0 millones de metros cúbicos, un 29% menos que los 28,3 millones enviados en similar periodo de 2017 o los 29,1 millones reportados en el mismo mes pero de 2016.

La información de 2016 y 2017 corresponde a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y la de este año, a la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) de Brasil.

YPFB Transportes, subsidiaria de YPFB Corporación, dejó de publicar desde hace más de un año en su página web los datos sobre las exportaciones de gas natural.

Al momento de constatar la información con el Gobierno y las razones para una menor demanda del energético boliviano.

En la Unidad de Comunicación del

Ministerio de Hidrocarburos se indicó que esa información la debe proporcionar YPFB. La petrolera solicitó un cuestionario para contestar las inquietudes de este medio, pero hasta el cierre de la presente edición no hubo respuesta.

Para el primer cuatrimestre de 2018 los ingresos por el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) crecieron un 30,3% (Bs 543,3 millones, unos US\$76,9 millones) respecto a igual periodo de 2017, al haber pasado de Bs 1.792,8 millones (US\$254 millones) a Bs 2.336,1 millones (US\$331 millones).



GENERAMOS FUTURO

MÁS DE 30 AÑOS BRINDANDO SOLUCIONES INNOVADORAS
EN GENERACIÓN DE ENERGÍA Y COMPRESIÓN DE GAS.
Estamos preparados para nuevos desafíos.

www.secco.com.ar

SECCO

Arpel difundió un informe sobre la producción hidrocarburífera de América Latina elaborado por IOGP

La producción requiere inversiones para satisfacer la creciente demanda

En esta primera entrega de una serie de "Global Energy Briefs", IOGP analiza América Central y del Sur¹, una de las principales regiones productoras de petróleo y gas del mundo; rica en recursos energéticos, particularmente en petróleo. A fines de 2016, la región poseía una quinta parte de las reservas probadas de petróleo del mundo

El documento muestra los niveles recientes de oferta y demanda, y también brinda una mirada al futuro, todo dentro de un contexto histórico que se remonta a 1965.

Las cifras provienen de la edición 2017 de la muy respetada BP Statistical Review², que incluye datos hasta 2016.

Los aspectos clave para la redacción del documento se basan en información brindada por Arpel³ organización regional que representa el 90% de las actividades del upstream y downstream en América Latina y el Caribe. Arpel y BP son ambos miembros de IOGP.

Brasil supera a Venezuela

La producción de petróleo en Centroamérica y Sudamérica se encuentra en un nivel alto de más de 7 millones de barriles por día desde hace una década.

La última cifra es de 7,5 millones de barriles por día. Actualmente, dos países dominan la producción de petróleo de América Central y del Sur: Venezuela y Brasil.

Tradicionalmente, Venezuela había sido el mayor productor de Sudamérica. Sus reservas de petróleo (18% del total mundial) superan a las de Arabia Saudita. Pero la inestabilidad política y económica de los últimos años ha tenido un impacto en la

les. En 2016 descendió a 2,4 millones de barriles por día. Mientras la producción de Venezuela ha disminuido, la de Brasil ha crecido significativamente desde 1985.

En 2016, la producción diaria de 2,6 millones de barriles de Brasil le dio un 35% de participación regional, lo que lo convirtió, por primera vez, en el mayor productor de América del Sur.

Brasil favoreció su desarrollo a través de una estrategia de apoyo con respecto a las licitaciones de exploración, que han despertado el

interés de las compañías internacionales de petróleo, combinada con el desarrollo de nuevas tecnologías costa afuera.

La demanda de petróleo está en una tendencia ascendente en la región. Una vez más, se evidencia la acelerada prosperidad de Brasil, a pesar de un reciente declive. Hoy día, representa la mayor parte de la demanda en América Central y del Sur.

La relativa fragilidad de la economía de Venezuela se puede reflejar en la disminución de su participación en la

demanda total. En general, la demanda en la región se cuadruplicó desde 1970.

Un panorama más completo surge al comparar la historia de la relación entre la producción y demanda de petróleo en América Central y del Sur en la siguiente figura:

La oferta y la demanda convergieron por primera vez en la década de 1980, momento en el que la posición de América Central y del Sur como exportador de petróleo estaba en riesgo.

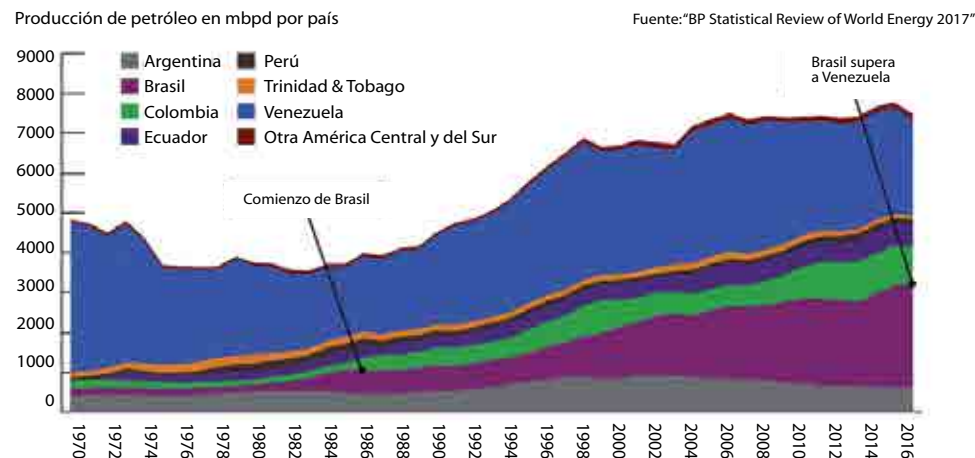
Poco después, las nuevas inversiones en exploración y producción, principalmente en Brasil y Colombia, combinadas con una recuperación en Venezuela, remediaron esa situación. América Central y del Sur volvió a ser un importante exportador, generando importantes ingresos para los países exportadores al mismo tiempo que atendía la creciente demanda energética doméstica.

La región, por primera vez en más de 30 años, está al borde de perder su autosuficiencia y convertirse en un importador neto. Sin embargo, más recientemente, a medida que la región continuó creciendo más próspera en su conjunto (excepto Venezuela, donde la producción también sufrió debido a la falta de inversión), la producción y la demanda están nuevamente cerca de converger. Queda por ver si se producirá o no un aumento similar en la inversión y la producción. Mientras tanto, el rendimiento en los campos petrolíferos existentes tiende a disminuir en aproximadamente un 6% por año.

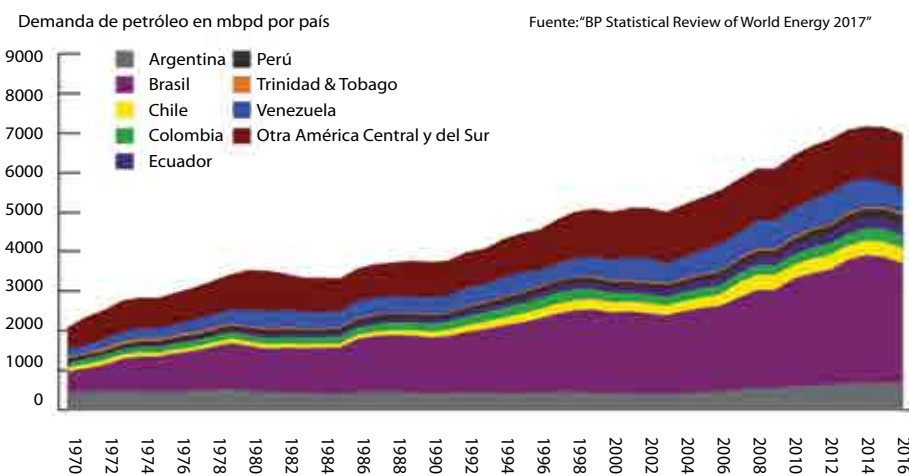
Más gas en la región

La producción de gas natural en América Central y del Sur ha aumentado constantemente desde 1970. Hasta alrededor del año 2000, dos países, Argentina y Venezuela, fueron los mayores productores. Poco después, Trinidad y Tobago también se convirtió en competidor. A los tres principales productores se han unido recientemente

Producción de petróleo: Brasil y Venezuela son los principales productores



Demanda de petróleo aumento en un factor de cuatro desde 1970



REFERENTE
EN CONSTRUCCIONES
EPC LLAVE EN MANO

www.ventusenergia.com

VENTUS
NOS IMPORTA EL FUTURO

otros países, que actualmente producen gas natural para abastecer sus mercados locales.

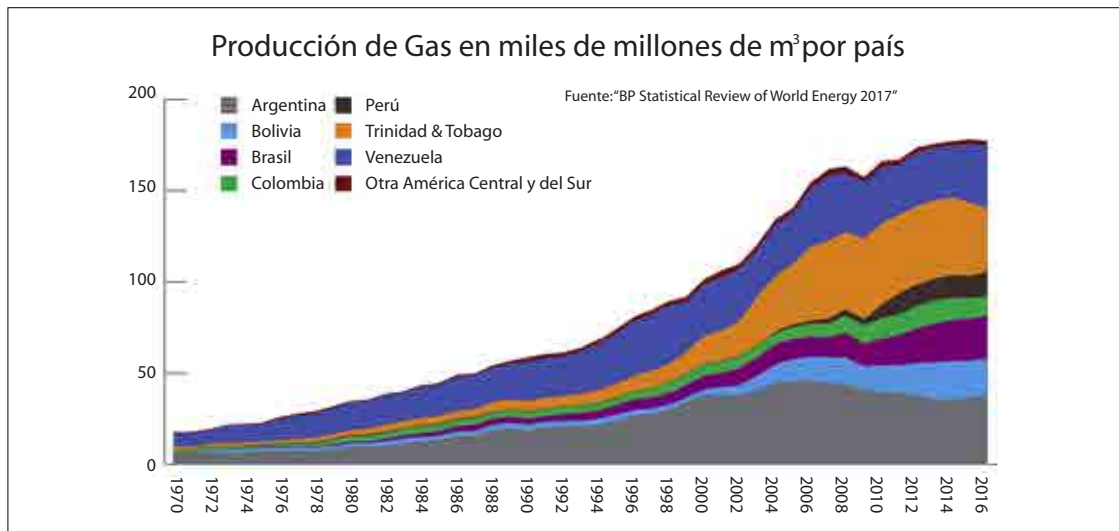
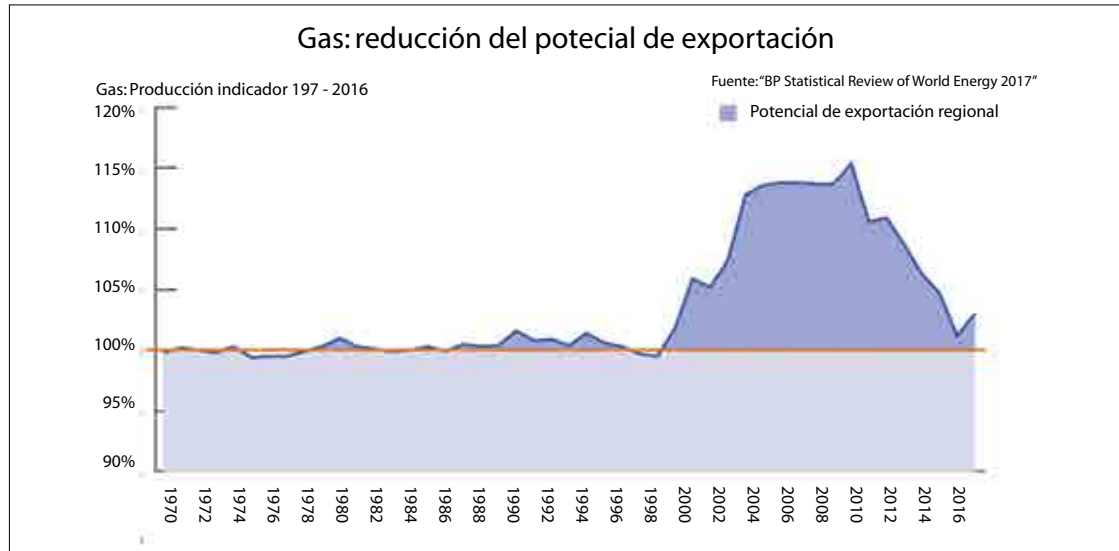
Mientras que Argentina y Venezuela representaron más del 65% de la producción de gas de la región en 2000, esta proporción cayó al 40% en 2016. Bolivia, Brasil, Colombia y Perú se han convertido en importantes productores de gas.

La demanda de gas dentro de la región ha aumentado drásticamente en un 79% desde el año 2000. Esto se debe a la creciente disponibilidad de suministros energéticos domésticos y a la inversión en nuevos desarrollos.

En tanto que la demanda regional de gas se multiplicó por 12 desde 1970. Argentina lidera el consumo de gas en la región, con el 29% de la demanda. En tanto, Brasil y Venezuela consumen cada uno el 21% del gas de la región.

El suministro y la demanda de gas natural en la región convergieron en 2015 y luego se recuperaron ligeramente.

El PI actual sugiere que, sin nuevas inversiones y desarrollo, la región está muy cerca de convertirse en un importador de gas.



Indicador de producción de la región

El IOGP Production Indicator© PI para el petróleo se basa en la división entre la producción diaria en miles de barriles (o, para el gas, mil millones de metros cúbicos por año) y la demanda.

El PI indica el nivel de autosuficiencia de una región (y el potencial de exportación). Un PI superior al 100% demuestra la capacidad de exportar; debajo del 100% muestra la necesidad de importar. El PI para gas natural de América Central y del Sur es de 103%.

El suministro y la demanda de gas convergieron en 2015 y luego se recuperaron.

El PI de petróleo es de 107%

La opinión de especialistas sobre el futuro del petróleo y el gas en la región

Los cambios en las políticas nacionales de la mayoría de los países están creando regímenes tributarios y fiscales más equitativos.

Estos pueden atraer importantes inversiones de actores nacionales, regionales y globales en la exploración y producción de petróleo.

Las principales áreas de oportunidad incluyen la costa afuera de Brasil y de Guyana; en este último el enorme bloque Stabroek ha producido cinco pozos exitosos. La costa afuera de Surinam, aún en fase exploratoria, también es prometedora.

También hay un gran potencial en Venezuela y su realización depende de importantes cambios de parte del gobierno para hacer que el país vuelva a ser atractivo nuevamente para los inversionistas. Los desafíos incluyen mantener el diálogo y la



cooperación con los gobiernos dentro de los estándares de cumplimiento de anticorrupción, costos logísticos, asuntos sindicales y una débil coordinación entre los gobiernos locales y nacionales para el acceso a la tierra".

Miguel Moyano
Director de Upstream, ARPEL

"Hay muchas oportunidades para el desarrollo de gas natural en América Latina y el Caribe, una región rica en recursos. Hay motivos para un mayor optimismo.

Los aumentos recientes de la producción en Bolivia, Brasil, Colombia y Perú son alentadores, así como la recuperación de la producción de gas en Argentina.

Allí, la formación de esquistos de Vaca Muerta es una de las más grandes del mundo.

Una inversión de US\$ 5.000 millones en 2017 debería ayudar a mejorar la infraestructura y por lo tanto bajar los costos de producción.

Venezuela tiene el potencial de convertirse en "game-changer", en particular si el país logra desarrollar la subexplorada plataforma costa afuera, pero existe una gran



incertidumbre.

Los principales desafíos son la competitividad del sector en un escenario de abundancia mundial de gas, y el desarrollo de la demanda interna para hacer más atractiva la inversión en upstream.

El progreso en la creación de regímenes tributarios y fiscales continúa atrayendo el

interés en la mayoría de los países productores de la región.

Los desafíos para el desarrollo de gas son similares a los del petróleo: cumplimiento con iniciativas anticorrupción, problemas laborales y falta de diálogo entre gobiernos locales y nacionales sobre el acceso a la tierra".

Pablo Ferragut
Gerente de Proyecto, ARPEL

¹Definimos este como territorio que se extiende desde Guatemala y Belice hacia el sur hasta la punta del Cabo de Hornos e incluye el Mar del Caribe

²www.bp.com/statsreview

³www.arpel.org



ELECTRICIDAD

Se licitarán obras para aumentar las potencias de las centrales hasta llevarlas a 420 y 840 Mw

Interés creciente por las termoeléctricas López y Barragán

Más de una veintena de compañías locales y del exterior presentaron comentarios al pre pliego de licitación de las centrales termoeléctricas Ensenada de Barragán y Brigadier López, dispuesto por la empresa estatal Enarsa (Energía Argentina S.A.).

Según fuentes del Minem, las consultas realizadas demuestran un interés que deberá ratificarse con la compra de pliegos, a un costo de US\$ 10.000 para Brigadier López y US\$ 20.000 para Ensenada del Barragán.

Enarsa, actual titular y operadora de las dos plantas en ciclo abierto, prevé publicar el pliego definitivo el 8 de este mes, con miras a recibir las ofertas técnicas de los interesados el 21 de agosto.

La central bonaerense de

Ensenada de Barragán tiene una potencia instalada de 560 Mw, mientras la santafesina de Brigadier López, situada en el parque industrial de Sauce Viejo, suma 280 Mw.

Pero quienes se adjudiquen las plantas tendrán la obligación de completar las obras de cierre de ciclo, ya en ejecución avanzada, que permitirán elevar esas potencias a 840 y 420 Mw, respectivamente.

Los trabajos para completar los equipos de turbovapor (ya concretados en un 90% en ambos casos) deberán completarse en un plazo de 24 meses luego de la transferencia para Ensenada de Barragán y 14 meses para Brigadier López.

En Enarsa destacan en este sentido que todos los componentes necesarios para tales

obras se encuentran emplazados en las mismas plantas (generador, turbina, condensador, entre otros.).

Quedan pendientes obras civiles, así como el suministro y montaje de equipos mecánicos, tanto en las centrales como en las tomas de aguas y acueductos (en Barragán se aguarda además el correspondiente permiso ambiental).

Durante 2017 las dos plantas entregaron al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) cerca de 2.500 Gwh.

Según el cronograma de la operación, difundido por Enarsa, el 3 de septiembre se abrirán los sobres 2 (la oferta económica), tras lo cual la adjudicación tendrá lugar en la semana del 11 al 18 de ese mismo mes.

Los funcionarios del Mi-

nisterio de Energía y Minería estiman que la firma del contrato de transferencia, a un precio cercano a los US\$ 1.000 millones, se concretará entre fines de octubre y principios de noviembre.

Los adquirentes de cada fondo de comercio deberán además hacerse cargo de la deuda contraída por Enarsa por el financiamiento recibido para la construcción de las centrales,

Esos compromisos están estructurados mediante dos fideicomisos financieros, cuyo saldo al 31 de diciembre pasado era de US\$ 401 millones para Ensenada Barragán y US\$ 210 millones para Brigadier López.

“La transacción es una excelente oportunidad para desarrollar una plataforma

relevante en el mercado de generación argentino, así como también de diversificación, integración vertical o consolidación de actuales jugadores”, señala Enarsa en los documentos de la licitación.

Las centrales Ensenada Barragán y Brigadier López, agregó, “son las más modernas del país, cuentan con una óptima localización y sólo otras cinco centrales con potencia instalada mayor a 250 Mw fueron puestas en operación en los últimos 10 años”.

Además, indicó la compañía estatal, las dos plantas operan con un elevados márgenes de Ebitda (resultado operativo antes de amortizaciones y depreciaciones), que se ampliarán inclusive con el cierre de los ciclos combinados.

Ese indicador mostró el año pasado un saldo de US\$ 121,4 millones para Ensenada de Barragán, y de US\$ 62 millones para Brigadier López, mientras los servicios de deuda respectivos ascendieron a US\$ 98,5 y US\$ 50,3 millones.

Licitarán dos represas norteañas

El Minem podría licitar, probablemente antes de fin de año, el proyecto hídrico Potrero del Clavillo-El Naranjal, entre las provincias de Catamarca y Tucumán, en el marco del Plan Belgrano.

El emprendimiento podrá generar hasta 315 Gwh por año ya que la potencia prevista es de 125 Mw. A tal efecto, se planea la construcción de dos represas sobre los ríos Las Cañas, Gastona y Medina -Potrero del Clavillo y El Naranjal para la que es necesaria una inversión de US\$ 1.000 millones (con 650 millones y 350 millones de dólares, respectivamente). “Con el precio actual de la energía, de 105 dólares el megawatt, el proyecto se podría financiar en un plazo de 18 años, con una concesión que se extendería hasta 30 años”, sostuvo el coordinador

de Infraestructura del Plan Belgrano. Franklin Adler califica como discutible la decisión de construirlo y ha dicho que la seriedad y profundidad de su análisis amerita que se hagan públicos, antes de llevar adelante los actos licitatorios, para que la sociedad lo conozca y lo debata.

El proyecto de la UNT, que el Gobierno quiere licitar, se refiere a las obras de la cuenca alta y darían como beneficio, 310 millones de kwh. de electricidad/año; regadío para más hectáreas; agua para industrias y la población. Además se arguye que traerá protección contra inundaciones en el área Concepción-Aguilares. Para ello se prevé una inversión de US\$ 617 millones. Para la cuenca baja, presa El Naranjal, se firmó con la UNT, un contrato para la elaboración del proyecto de ingeniería,

en continuación del anterior. Actualmente, es solo un esbozo sujeto a investigaciones y estudios.

Desde el Plan Belgrano expresan que se pretende contribuir a la realización de obras de infraestructura que promuevan la producción y que tengan beneficios de alcance regional, pero Potrero del Clavillo otorgaría beneficios sólo para Tucumán. En el NOA, las obras hídricas significativas que pueden tener beneficios de alcance regional, o al menos para más de una provincia, son las factibles en la Alta Cuenca del río Bermejo. En todo el resto, en general, los beneficios de regadío y abastecimiento a industrias y población se concentran en la provincia donde se ejecutarán las obras.

Los 310 millones de kwh. (310 Gwh) anuales son un magro beneficio frente a inversiones de tanta mag-

nitud, cuando se compara con el consumo total de 5.110 Gwh que tienen actualmente (2015) en conjunto Tucumán (3.108 Gwh) y Catamarca (2.002 Gwh).

Es decir que, una vez concluidas las obras en el plazo previsto de 5 años -seguramente será mucho más-, ante el crecimiento constante de la demanda de electricidad, la obra aportaría un ínfimo porcentaje de las necesidades de ambas provincias (menos del 5%).

La naturaleza del aprovechamiento, con largos túneles y pozos en roca, diques y caminos de acceso en montaña, la caracteriza como de muy alta inversión y al SADI le resulta más económico abastecer a ambas provincias a partir de otras fuentes de generación hidroeléctrica más económicas (Cuyo, Comahue y la Patagonia).

AEROTAN S.A.

Especialidad en diseño, Ingeniería, Construcción y Montaje de Tanques bajo Normas API 650 y 620



Av. Mosconi Nro. 180 (Tres Arroyos - Pcia. Buenos Aires) Tel: (02983) 431477 / 78 / 79 aerotan@aerotan.com.ar

Se trata del emprendimiento Mario Cebreiro instalado en Bahía Blanca que aportará 100Mw

Inauguraron el primer parque eólico de RenovAr

El presidente Mauricio Macri inauguró en Bahía Blanca el primer parque eólico en el marco del Programa RenovAr para energía renovables, que demandó una inversión de \$ 3.000 millones

El parque "hecho en tiempo record", según el Presidente, a unos 20 km de Bahía Blanca cuenta con 29 aerogeneradores que aportarán 100 megawatts de energía renovable al sistema nacional.

El complejo fue presentado en un acto del que participaron también el ministro de Energía y Minería, Juan José Aranguren; el presidente de Pampa Energía, Marcelo Mindlin; responsable del emprendimiento y autoridades bahienses.

Macri destacó que "en este campo se agrega lo que ya estamos haciendo con Vaca Muerta que ahora sí se puso en marcha, que ahora así rompió la declinación en la cual venía la Argentina para empezar a crecer".

La empresa Pampa Energía tiene previsto construir otros dos parques eólicos, uno ubicado cerca del inaugurado y otro en Coronel Rosales, de 50 megawatts cada uno, que serán puestos en marcha el año próximo, con una inversión de \$ 3.200 millones. Durante la ceremonia, el presidente también anunció que en este primer trimestre "estamos produciendo más gas y eso nos va a permitir en algunos pocos años no sólo abastecernos sino tam-



bién abastecer a los hermanos chilenos y a otros países de la región produciendo gas en cantidad y cada vez a precios mejores".

Además, sostuvo que "dándole impulso a lo convencional, próximamente al off shore, lanzamos una fuerte convocatoria al desarrollo de las energías renovables, que no es un proyecto aislado, es uno de 147 proyectos que tenemos en marcha en 21 provincias que son parques eólicos, solares, biomasa, hidroeléctricos, muchas plantas de biogás".

Según Macri, se trata de "energía limpia por todo el país y como lo hicimos bien, como hacemos las cosas cuando nos sentimos en serio a trabajar los argentinos, no solo generamos el apoyo de empresarios locales sino

de empresas de todo el mundo".

"Como lo hicimos con reglas claras, hubo una sana competencia, que ofertaron muchísimos más que los que están haciendo hoy los parques, a precios que son un tercio de lo que teníamos antes hasta que llegamos nosotros", sostuvo en referencia a los programas RenovAr.

El jefe de estado remarcó que "compitiendo sanamente, lo que logramos es tener mejores ofertas, a mejores precios, mejor calidad, para que los argentinos tengamos acceso a la energía lo más barata posible que es lo que todos queremos".

Por su parte, el presidente de Pampa Energía, Marcelo Mindlin, señaló que "el principal desafío es invertir para generar empleo y generar el

crecimiento económico pero también es generar utilidades para sus empresas".

"En los últimos días hemos escuchado discusiones donde algunos políticos cuestionaban la ganancia que pueden tener algunas empresas y yo digo sin utilidades no hay confianza en las empresas, no hay acceso al capital, no hay acceso al financiamiento y por lo tanto no hay inversión", afirmó. El empresario sostuvo también que "no se ha encontrado forma en la historia de la humanidad que para generar empleo que no sea el de la inversión" por lo que "entonces la responsabilidad del empresario es el de invertir pero buscar utilidad para seguir con el círculo virtuoso de inversiones, generación de empleo y crecimiento".

"La única manera que tiene Pampa de seguir expandiendo las inversiones es conseguir el financiamiento y para eso tenemos que mostrar profesionalismo, compromiso pero también que nuestras empresas son rentables", expresó.

Mindlin dijo que "estamos trabajando e invirtiendo en el país hace 30 años y nuestras inversiones han sido constantes, más allá de los gobiernos de cada momento" y destacó que "el empresario tiene que invertir más allá de que le guste más o menos un gobierno porque esa es nuestra responsabilidad y vamos a seguir invirtiendo y apostando en la Argentina".



Generación de energía, enfriamiento de procesos y climatización.

Diseñamos soluciones de generación de energía y enfriamiento personalizadas y llave en mano, que le entregamos de acuerdo a necesidades reales.

- Operación de yacimientos y plataformas
- Producción petrolera
- Paradas programadas y mantenimientos
- Emergencias
- Mejoras de productividad

Grupos electrógenos a Diésel y Gas • Chillers
Torres de enfriamiento • Manejadoras de Aire

Una política de Estado impulsó el desarrollo de las ERNC y se solucionaron los problemas energéticos del país

La eólica y la matriz energética uruguaya

Los 1500 Mw eólicos instalados en el Uruguay pueden generar el 45% de la energía que necesita el país. Los factores de capacidad alcanzados son similares a las hidroeléctricas

Para principios de la década de 1980 Uruguay había desarrollado todo su potencial hidroeléctrico. Gran parte de este desarrollo se había hecho en sociedad con la República Argentina mediante el aprovechamiento hidroeléctrico de Salto Grande.

Como la producción de la represa superaba ampliamente las necesidades de Uruguay, se convino que en un principio Uruguay incurriría en 1/6 de la necesidad de inversión y le correspondería inicialmente la misma proporción.

Se había establecido que Uruguay iría aumentando su derecho al uso de la energía progresivamente.

Para mediados de la década del 90 Uruguay pasó a tener derecho a la mitad de la producción de Salto Grande. En ese entonces Uruguay era un país completamente hidroeléctrico, con una generación térmica de respaldo para casos de muy baja hidráulidad.

El crecimiento de la demanda entonces alcanzaba el 3,5% anual, por lo que la necesidad de respaldo técnico iba aumentando de forma progresiva. En ese entonces, por una cuestión de economía de costos, se decidió que el respaldo necesario para la generación hidroeléctrica uruguaya se basara en contratos de potencia con energía asociada, firmados con generadores de la República Argentina.

Por ello, entre los años 1992 y el 2006 no se instaló ninguna generación térmica en Uruguay. Para el 2005, el aumento de la demanda había alcanzado a la generación media hidroeléctrica y era necesario recurrir, cada vez más, a la generación térmica.

Debido a la crisis económica sufrida por la República Argentina en el año 2001, los contratos de potencia con energía asociada no se fueron renovando.

Para el año 2005, habían finalizado todos los contratos. De este modo, Uruguay quedó en una situación apremiante, debido a que a partir de las mermas de hidráulidad, existían riesgos de no cumplir con la demanda. A su vez, el respaldo térmico era cada vez más necesario.

Esto se combinaba con precios muy elevados del petróleo, lo que hacía la situación insostenible.

Se estableció entonces una política de estado por parte de todos los partidos políticos con representación parlamentaria, para que trascendiera las distintas administraciones de gobierno, mediante el establecimiento de una planificación de largo plazo, fortaleciendo todas las acciones que de ella se derivaran y potenciándola como un instrumento de desarrollo e integración.

El objetivo explícito de la política energética era: *“la satisfacción de todas las necesidades energéticas nacionales, a costos que resulten adecuados para todos los sectores sociales, y que aporten competitividad al país, promoviendo hábitos saludables de consumo energético, procurando la independencia energética de el país en un marco de integración regional, mediante políticas sustentables tanto del punto de vista económico como medioambiental, utilizando la política energética como un instrumento para*



desarrollar capacidades productivas y promover la integración social”.

En esas circunstancias se comenzaron a analizar las energías renovables no convencionales, como ser la eólica, la biomasa, la energía solar y la mini hidro.

A pocos de comenzar estos estudios se observó que la eólica era la tecnología, que por su madurez y prestaciones, prometía ser la más relevante para la solución de los problemas energéticos del país.

Con viento a favor

Se instalaron casi 30 estaciones de medida de recurso en torres de telefonía celular de más de 80 metros de altura. Con ellas se pudo observar que el recurso era uniforme en todo el territorio nacional y suficientemente bueno como para poder esperar un buen aprovechamiento energético.

En junio del año 2010, en ocasión de las segundas jornadas de energía eólica promovidas por la Asociación Uruguaya de Energía Eólica (AUDEE), una alta autoridad

de la Cámara de Industrias del Uruguay en su discurso inaugural comentaba: *“no pretendemos que las ERNC sean la solución a los problemas energéticos de Uruguay, pero sí que colaboren a esa solución”.*

Esta frase, cargada de buenas intenciones, en realidad ocultaba el escepticismo que los líderes mostraban en cuanto al potencial de las ERNC. Sin pretenderlo, esta frase se transformó en un acicate para los allí reunidos.

Para ese momento había instalados en Uruguay unos 30 MW eólicos y, a partir del 2010, se comenzó un proceso que llevó a la instalación de casi 1500 MW de generadores eólicos.

De esos casi 1500 MW, unos 360 MW se concretaron mediante subastas, de acuerdo al reglamento del Mercado Eléctrico uruguayo, otros 550 MW mediante llamado a adhesiones al precio de la última subasta, 350 MW mediante contratos de compra entre la empresa estatal de energía eléctrica UTE y sociedades con participación de UTE al precio de la última subasta. Otros 240 MW se construyeron para operar en el mercado spot, realizados algunos por UTE (160 MW) y otros por inversores privados (80 MW).

Hoy esos 1500 MW pueden generar casi el 45% de la energía que precisa el país a lo largo de un año. Si a esto le sumamos al 5% de la solar fotovoltaica, el 10% de la biomasa y entre el 30 y el 60% de la hidroeléctrica (dependiendo del grado de hidráulidad del año); hace que en

el 80% de las crónicas hidráulicas se haya desplazado a la generación fósil, dejando a ésta como un respaldo térmico que puede llegar a abastecer el 10% de la demanda en un año extremadamente seco.

Evidentemente las ERNC fueron claramente una solución a los problemas energéticos del país y significan, en años de hidráulidad media, un ahorro de 250 millones de dólares al año para un costo del barril de petróleo similar al de hoy. En años extremadamente secos este ahorro puede llegar a representar hasta 500 millones.

Cuando se había comenzado a estudiar las ERNC en el año 2005, se observaron ventajas comparativas para la eólica en Uruguay, que la hacían muy competitiva:

- Existe naturalmente un muy buen complemento con la hidroeléctrica (se dice que un sistema eléctrico admite tanta eólica como disponga de hidroeléctrica).

- El mercado eléctrico uruguayo era pequeño en relación a la superficie territorial (por ejemplo 10 veces menos intenso que el español).

- Había una muy buena interconexión con Argentina y se estaba construyendo la interconexión con Brasil.

- Uruguay disponía de 500 MW de turbinas de gas (200 en la Tablada y 300 en Punta del Tigre), y disponía de otros 80 MW de motores en central Batlle.

- Todas estas unidades eran unidades de respuesta rápida, que podrían acompañar a las variaciones de la eólica.

- Casi todo el territorio nacional posee vientos a 100 m de entre 7 y 9 m/s de velocidad, que es semejante a la de los países que desarrollaron esta tecnología.

- Alta densidad del aire, lo que favorece el contenido energético del viento.

En Uruguay la energía eléctrica proveniente de combustibles fósiles tiene referencia internacional, por lo que no hay subsidios.

Todas estas ventajas llevaron a que la energía eólica se convirtiera en la solución real a los problemas energéticos de Uruguay, y su enorme potencial y posibilidad de seguir instalando aerogenerado-





IRONGROUP

PROMO 10 CHEQUES SIN INTERÉS | IRON GENERADORES | IRON HIDROGRUAS

IRON-GROUP.COM | info@iron-group.com | 0800 888 IRON | /IronGroup



res en forma escalonada hacen que se avizore que está solución se mantendrá en el futuro.

A su vez, ésta alta penetración de la eólica en Uruguay, inédita a nivel mundial, ha derribado algunos mitos que actuaban como barreras para su desarrollo, entre ellos se pueden mencionar:

- Que la energía producida es de mala calidad y solo puede introducirse en forma parcial o marginal.
- Que se trata de una forma de generación muy costosa.
- Que las variaciones de potencia horaria son muy bruscas y la hacen ingobernable.
- Que las ERNC "consumen" mucha red de transmisión.
- Que siempre precisan gran cantidad de respaldo firme. Por cada MW eólico que se instale, es necesario instalar un MW térmico y de funcionamiento muy flexible (turbinas de gas y motores).

Sin embargo, poco a poco la Eólica, asociada a un gran avance tecnológico, fue derribando esas barreras o mitos.

Hoy nadie duda de la calidad de energía que produce esta fuente. De hecho, normas creadas para controlar los perjuicios que ellas traían a los sistemas eléctricos se han vuelto obsoletas.

Las subastas realizadas en los países de la región han demostrado que son muy competitivas desde el punto de vista económico.

Su asociación en la operación conjunta con centrales hidroeléctricas y su dispersión geográfica han eliminado el problema de las variaciones de potencia, demostrando que las hidroeléctricas convencionales y la eólica forma un "matrimonio ideal".

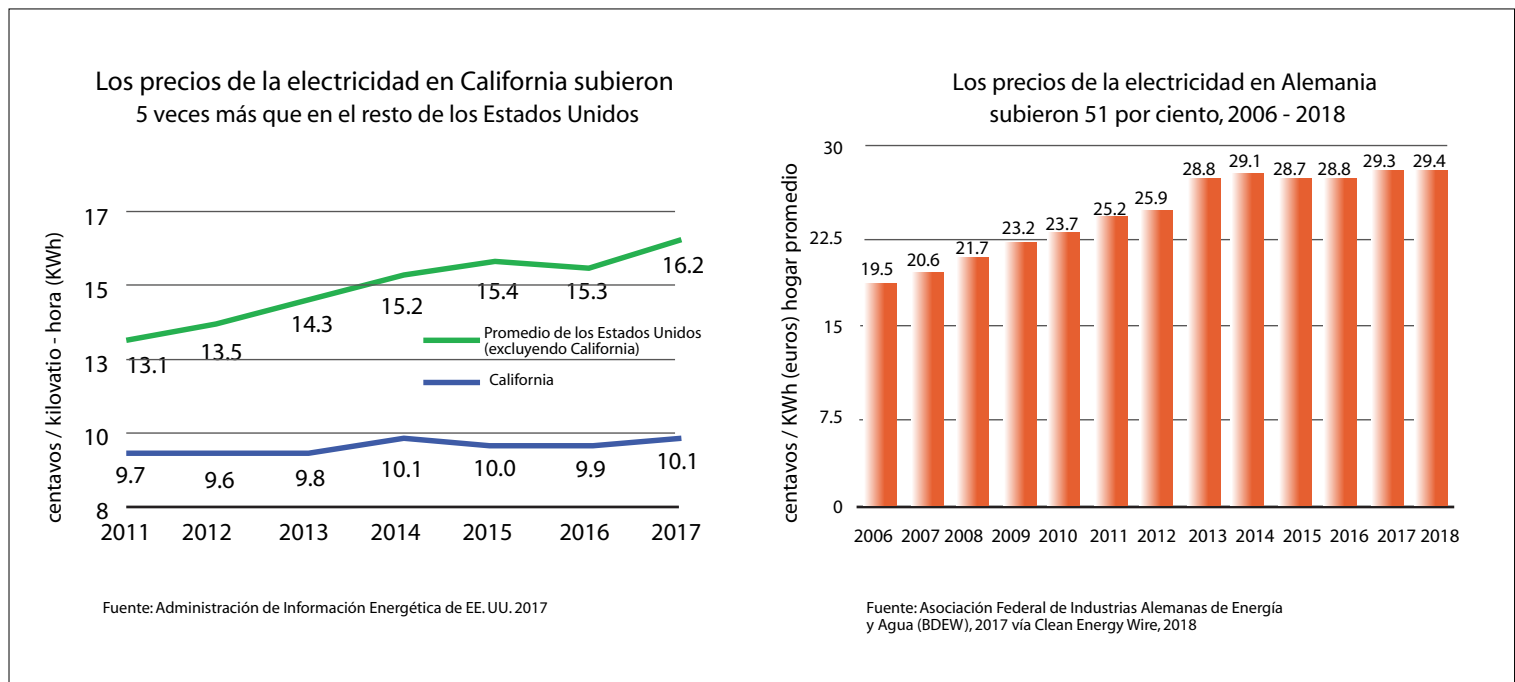
Los factores de capacidad alcanzados por la eólica son similares a los de las hidroeléctricas (razón de ser de los sistemas de transmisión), por lo que son perfectamente compatibles con los sistemas de transmisión existentes y además, debido a que generalmente se trata de generación distribuida, contribuyen a aliviar la congestión en el transporte.

Si bien los reglamentos actuales que regulan los mercados eléctricos no reconocen potencia firme de la eólica, porque no la tienen en el sentido convencional, sí es cierto que colaboran en forma sustancial en disminuir las necesidades de potencia firme de los sistemas que integran, aumentando la confiabilidad de los mismos, razón de ser de la definición y exigencia de potencia firme.

Por otro lado, la dispersión geográfica de las ERNC disminuye las variaciones de su producción, aumentando su "firmeza" y haciendo necesario sacar el máximo provecho de la existencia de interconexiones internacionales y favoreciendo el comercio regional de energía.

Los precios internacionales de las alternativas según la revista Forbes

Las fuentes renovables ¿porqué no bajan el costo de generación?



Según la prestigiosa Forbes, los medios han publicado historia tras historia sobre el precio decreciente de paneles solares y turbinas eólicas.

Los lectores de estas historias, quedan con la impresión de que cuánto más energía eólica y solar produzcamos, más bajos serán los precios de la electricidad. Y sin embargo, eso no es lo que está sucediendo. De hecho, es todo lo contrario.

Entre 2009 y 2017, el precio de los paneles solares por vatio disminuyó en un 75 por ciento, mientras que el precio de los aerogeneradores por vatio disminuyó en un 50 por ciento. Y, sin embargo, durante el mismo período, el precio de la electricidad en lugares que se instalaron potencia significativa de fuente renovable aumentó drásticamente. Sin ir más lejos, con cruzar el charco ya tendremos una idea de lo que cuesta el viento.

Los precios de la electricidad aumentaron:

51 por ciento en Alemania durante su expansión de la energía solar y eólica de 2006 a 2016; 24 por ciento en California durante su construcción de energía solar desde 2011 hasta 2017; más del 100 por ciento en Dinamarca desde 1995 cuando comenzó a desplegar energías renovables (principalmente eólica).

¿Qué significa? Si los paneles solares y las turbinas eólicas son más baratos, ¿por qué el precio de la electricidad aumentó en lugar de disminuir?

Los precios de la electricidad aumentaron en un 51 por ciento en Alemania durante su expansión de la energía solar y eólica

Hipótesis

Podría haber sucedido que, si bien la electricidad de

fuente solar y eólica se hizo más barata, otras fuentes de energía como el carbón, la energía nuclear y el gas natural aumentaron sus costos, eliminando cualquier ahorro y elevando el precio final de la electricidad. Pero, nuevamente, eso no fue lo que sucedió.

El precio del gas natural disminuyó en un 72 por ciento en los EE. UU. entre 2009 y 2016 debido a la revolución del fracking, entre otros factores. En Europa, el precio del gas natural cayó poco menos de la mitad durante el mismo período.

El precio de la energía nuclear y del carbón en esas regiones durante el mismo pe-

riodo fue mayormente "flat". Por su parte, los precios de la generación, aumentaron un 24 por ciento en California durante el período de mayor instalación de parques de energía solar desde 2011 hasta 2017.

Otra hipótesis podría ser que el cierre de plantas nucleares dio como resultado precios de energía más altos.

La evidencia de esta hipótesis proviene del hecho de que los líderes en energía nuclear, Illinois, Francia, Suecia y Corea del Sur disfrutaron de la electricidad más barata del mundo.

Desde 2010, California cerró una planta nuclear (2.140 MW de capacidad ins-

talada) mientras que Alemania cerró 5 plantas nucleares y 4 otros reactores en las plantas actualmente en operación (10.980 MW en total), aunque corresponde mencionar que esa energía fue sustituida por carbón.

La electricidad en Illinois es 42 por ciento más barata que la electricidad en California, mientras que la electricidad en Francia es 45 por ciento más barata que la electricidad en Alemania.

Pero esta hipótesis se ve socavada por el hecho de que el precio de los principales combustibles de reemplazo, el gas natural y el carbón, se

Continúa en contratapa

Hytera
Respond & Achieve

TETRA
DMR

Soluciones integrales para necesidades puntuales!

www.hytera.us

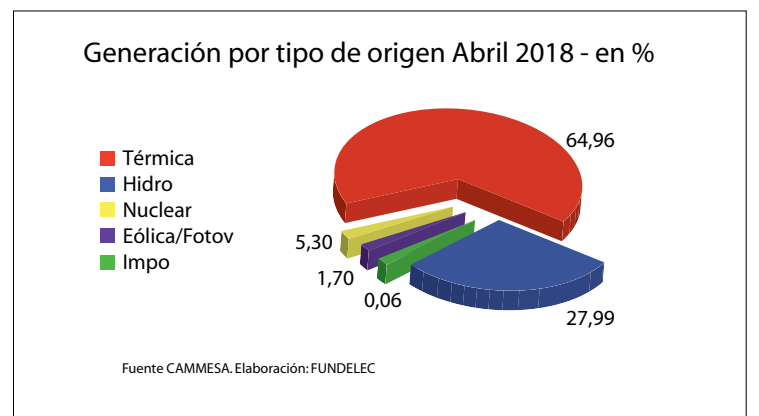
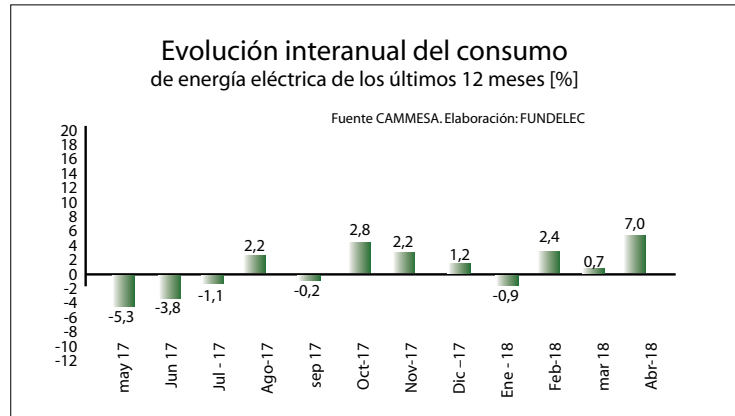
Intepla
INGENIERIA - TELECOMUNICACIONES

INTEPLA SRL • Integrador de Sistemas Autorizado Hytera en Argentina
Casa Central: Tel. 54 221 4256565 / Calle 48# 726 La Plata. Bs As. Argentina
Of. Comercial: Tel. 54 11 4345 4440 / Avda Paseo Colón 797 3ºB Ciudad de Bs As.
Email: ventas@intepla.com
www.intepla.com

Las altas temperaturas empujaron el consumo eléctrico hacia el alza

La demanda se recupera con un consumo récord y una suba del 7% en Abril

Con temperaturas superiores a las de marzo, abril registró aumento de la demanda de energía del 7%, en comparación con el mismo período del año anterior



En el mismo sentido, el consumo de Capital y el Curbano bonaerense mostró un ascenso importante: en Edesur creció 4,4% y en Edeonor subió 2,8%, mientras que el global alcanzó 3,5%. Según datos de Cammesa, el incremento se presentó tanto en los grandes y los medianos usuarios (industriales y comerciales) como en los pequeños usuarios (residenciales) de todo el país.

Asimismo, este cuarto mes de 2018 representa el consumo global más importante para los meses de abril en la historia. En tanto, la temperatura para abril fue atípica superando los 4 grados por encima de la media histórica del mes (17,8 °C). No obstante, el año móvil (últimos doce meses) muestra una demanda levemente en ascenso (0,4%). Mientras que el primer trimestre del 2018 cerró con un incremento del 1,8%. En abril de 2018, la demanda neta total del MEM fue de 10.469,4

GWh; mientras que, en el mismo mes de 2017, había sido de 9.786,4 GWh. Por lo tanto, la comparación interanual evidencia un ascenso de 7%. En tanto, existió un decrecimiento intermensual de -6,5%, respecto de marzo de 2018, cuando había tenido una demanda de 11.191,3 GWh. Asimismo, y según los datos de Cammesa, se puede discriminar que, del consumo total del cuarto mes del año, el 39% (4.097,7 GWh) pertenece a la demanda residencial, mientras que el sector comercial representó 30% (3.095,6) y el industrial 31% (3.276,1 GWh). También, en comparación interanual, la demanda residencial subió 8%, al mismo tiempo que la comercial ascendió 6%, mientras que la industrial mostró un ascenso de 4%. Concluido el primer trimestre, la demanda eléctrica mostró un incremento del 1,8%. Asimismo, el año móvil (los últimos 12 meses) muestra un ascenso leve del

consumo del 0,4%, que revierte la tendencia recesiva. Por un lado, siete meses de suba (agosto de 2017, 2,2%; octubre de 2017, 2,8%; noviembre de 2017, 2,2%; diciembre de 2017, 1,2%; febrero de 2018, 2,4%; marzo de 2018, 0,7%) y, por otro, cinco de baja (mayo de 2017, -5,3%; junio de 2017, -3,8%; julio de 2017, -1,1%; septiembre de 2017, -0,2%; y enero de 2018, -1%).

Así, los registros anteriores muestran que el consumo de mayo de 2017 fue de 10.754,4 GWh; junio, 11.359,1 GWh; julio, 11.788 GWh; agosto, 11.076 GWh; septiembre, 10.337,4 GWh; octubre, 10.219,9 GWh; noviembre de 2017, 10.344,9 GWh; diciembre de 2017, 12.000 GWh; enero de 2018, 12.317,8 GWh; febrero de 2018, 11.338,6 GWh; y, por último, marzo de 2018 llegó a los 11.191,3 GWh.

1 Datos Oficiales publicados por Cammesa

En cuanto al consumo por provincia, en abril, 22 fueron las provincias y empresas que marcaron ascensos: Formosa (47%), Chaco (45%), Santiago del Estero (33%), Corrientes (29%), La Rioja (16%), Salta (15%), Tucumán (14%), Entre Ríos (12%), Jujuy (12%), Santa Fe (12%), Chubut (8%), Misiones (8%), Catamarca (7%), Córdoba (7%), Mendoza (7%), San Juan (4%), La Pam-

pa (3%), San Luis (3%), EDELAP (1%), EDEN (1%), entre otros. Por su parte, se registraron 3 descensos en los requerimientos eléctricos al MEM en Neuquén (-8%), Río Negro (-7%) y Santa Cruz (-5%). En tanto, EDEA y EDES mantuvieron los consumos en la comparación interanual.

En referencia al detalle por regiones y siempre en una comparación interanual, las variaciones fueron las siguientes: Comahue -La Pampa, Río Negro y Neuquén- disminuyó el consumo del año anterior y se ubicó en -5,8%

Bas -todo el interior de la provincia de Buenos Aires (incluyendo La Plata y sin contar Capital Federal y GBA)- ascendió un 0,7%.

Metropolitana -Ciudad de Buenos Aires y GBA - tuvo una suba de 3,5%.

Patagonia -Chubut y Santa Cruz- el consumo registró un aumento en la demanda de 5,1%.

Cuyo -San Juan y Mendoza- presentó una suba de 6,1%. Centro-Córdoba y San Luis- descendió la demanda respecto al año anterior porque el ascenso fue de 6,1%.

Litoral -Entre Ríos y Santa Fe- subió un 12,2%.

Noa -Tucumán, Salta, Jujuy, La Rioja, Catamarca y Santiago del Estero- presentó un ascenso de 15,2%.

Nea -Chaco, Formosa, Co-

rrientes y Misiones- registró un crecimiento de 29,6%.

En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de jurisdicción nacional (Capital y GBA), que totalizaron un ascenso conjunto de 3,5%, los registros de Cammesa indican que Edenor tuvo un leve crecimiento de 2,8%, mientras que en Edesur la demanda ascendió un 4,4%. En tanto, en el resto del MEM existió un crecimiento de 10,5%. La temperatura media de abril fue de 22,1 °C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue 18,9 °C, y la histórica del mes es de 17,8 °C. La generación local tuvo un crecimiento del 8,6%, siendo 10.847 GWh para este mes contra 9.988 GWh para el mismo periodo del año anterior. Al igual que en los últimos meses, la participación de la importación fue baja a la hora de satisfacer la demanda: de 123 GWh para abril de 2017 a 6 GWh para abril de este año. Según datos de todo el mes, la generación térmica sigue liderando ampliamente el aporte de producción con un 64,96% de los requerimientos. Las centrales hidroeléctricas aportaron el 27,99% de la demanda, las nucleares proveyeron un 5,30%, y las generadoras de fuentes alternativas, un 1,70% del total. Además, la importación representó apenas el 0,06% de la demanda total.

Suscríbase

Energía&Negocios

4371-6019 / info@energiaynegocios.com.ar

UBICACIÓN, COMODIDAD Y TRAYECTORIA

IDEAL PARA DISFRUTAR BARILOCHE

EN PLENO CENTRO DE LA CIUDAD
CONTAMOS CON ESTACIONAMIENTO PRIVADO
Y EXCLUSIVO CAFÉ BAR

Moreno 252 - Bariloche, Argentina - +54 294 4426146
www.hotelnahuelhuapi.com

Acuerdan el mayor PPA del mundo

La canadiense SkyPower anunció una inversión directa estimada en US\$ 1.300 millones en Uzbekistán para construir 1.000 MW de capacidad de generación de energía solar en todo el país. Así, Uzbekistán y SkyPower firmaron el primer Acuerdo de Compra de Energía (PPA) en la historia del país, por el cual el gobierno de ese país adquirirá la energía de una empresa internacional y privada. Se trata del mayor PPA que se ha firmado en el mundo. 1 GW de energía solar fotovoltaica. Supera así al acuerdo firmado por las españolas Cox Energy y Audax que hasta ese momento era el mayor PPA fotovoltaico con 660 MW de distintas plantas en España y Portugal.

El presidente de Uzbekistán, Shavkat Mirziyoyev, firmó un decreto que da el pleno apoyo del gobierno al proyecto y las garantías soberanas. SkyPower será el primer productor de energía independiente en la historia de Uzbekistán, trabajando en estrecha colaboración con la empresa estatal de servicios públicos Uzbekenergo.

El director de SkyPower, Kerry Adler, dijo que "todavía hay más de mil millones de personas en todo el mundo sin acceso a los servicios de energía, y nuestra misión es llevar la energía solar a las personas que más la necesitan. Esta es una asociación histórica que beneficiará tanto al Gobierno de Uzbekistán como a SkyPower, y nos complace construir la primera instalación de energía solar de Uzbekistán. Uzbekistán es un país que ofrece enormes oportunidades para los inversores extranjeros bajo la visión de crecimiento y expansión del presidente Mirziyoyev". El proyecto contribuirá con aproximadamente US\$ 2.900 millones al PBI de Uzbekistán y creará miles de puestos de trabajo. Esto finalmente llevará a Uzbekistán a el 10 % de su capacidad total de generación.

Impsa comenzó una nueva etapa con nuevo Directorio

Impsa redujo una deuda de US\$ 1.000 millones

Impsa comenzó una nueva etapa después tras la asamblea de accionistas realizada en mayo en la ciudad de Mendoza, entre sus aspectos más destacados estableció la nueva composición accionaria, la designación de nuevos directores y síndicos, el cambio de su estatuto y el nombre de la firma.


Juan Carlos Fernández designado Ceo presentó al nuevo Directorio integrado por tres miembros, en representación de la nueva conformación de accionistas: Fabián D'Aiello, Diego Grau y Francisco Rubén Valenti. Como resultado de lo decidido en la asamblea, se perfeccionó la transferencia del 65% de las acciones de IMPSA al fideicomiso controlado por los acreedores: Banco Nación

Argentina, BICE, Banco Interamericano de Desarrollo (BID) entre los principales bancos; bondholders y 35% al fideicomiso controlado por la familia Pescarmona. Además, se llevó a cabo la firma de contratos de nuevos préstamos con Inter-American Investment Corporation e Inter-American Development Bank; la puesta a disposición de los acreedores de los instrumentos de la nueva deuda de la empresa; el nombramiento de la nueva Comisión Fiscalizadora de Impsa; y la firma del acuerdo de Gobierno Corporativo, según lo dispuesto en el APE.

El proceso que se cierra transforma una deuda de US\$ 1.108 millones en una nueva de US\$ 430 millones a valor actual. Durante estos difíciles tres años de

reestructuración, la compañía continuó con sus planes de desarrollo tecnológico y el cumplimiento de la ejecución de los proyectos contratados a Impsa en Argentina y el exterior. La consolidación de la deuda reestructurada permitirá a Impsa dinamizar aún más su presencia en los mercados del mundo.

Durante las últimas dos décadas, la empresa ha ejecutado 180 contratos, de los cuales 150 están localizados en 34 países del exterior, donde su presencia ha sido preponderante. En el plano local, las oportunidades de crecimiento se encuentran motivadas en gran medida a partir del desarrollo de obras de infraestructura, fundamentalmente en materia de energía eléctrica.



Sí: estamos en Vaca Muerta

AESA es la contratista destacada a la hora de estructurar soluciones adaptadas a las necesidades de sus proyectos energéticos en Vaca Muerta. Con un amplio rango de productos y servicios que van desde Proyectos EPC, Ingeniería, Módulos de Procesos, Operación y Mantenimiento y Logística de Agua y Arena, hasta Monitoreo Inteligente con Drones, Servicios Ambientales y Perforación y Terminación de Pozos, AESA está contribuyendo a construir el futuro del desarrollo de hidrocarburos no convencionales en la Argentina. ¿Está pensando en Vaca Muerta? Piense en AESA.

Montaje Planta de Tratamiento de Crudo. Loma Campana, Neuquén, 2014.

AESA

AESA (A-Evangelista S.A.)
(+54) 11 5441-6000 | aesa.comercial@ypf.com | aesa.com.ar

MINERÍA

Para desarrollar y fortalecer la colaboración en el ámbito de los recursos minerales

Firmaron memorándum de entendimiento con Australia

La búsqueda de inversiones llevó a la delegación del Minem a Australia con el fin interesar a ese país en la explotación minera, energías renovables y nuclear

El gobierno argentino y el mayor estado minero de Australia suscribieron el 24 de mayo pasado un Memorandum de Entendimiento para “desarrollar y fortalecer la colaboración en el ámbito de los recursos minerales”, así como promover las inversiones en exploración, producción y de-



sarrollo de tecnología y servicios para el sector.

Australia es el segundo inversor del sector minero en la Argentina, detrás de las compañías canadienses, y en par-

ticular el estado de Western Australia es el más importante productor y principal exportador de minerales de aquel país, lo que la convierte en una de las zonas mineras más impor-

tantes del país. La misión fue acompañada por la Cámara de Comercio e Industria Argentina Australiana, cuyo titular, Diego Temperley, encabezó una delegación de empresarios locales y participó de feria sectorial “Latin America Down Under” y de la mesa redonda “La Nueva Argentina: Abierta a los Negocios”.

Desde la Auscham se resaltó que la minería es el sector con más influencia entre ambos países, con inversiones en oro, cobre y ahora litio, clave para satisfacer la demanda de las baterías de vehículos eléctricos.

El entendimiento de hoy busca “desarrollar y fortalecer la colaboración en el ámbito de recursos minerales” entre ambos países “con el objetivo de aumentar los minerales y servicios mineros relacionados, el comercio de tecnología, las inversiones, y respaldar el desarrollo de sus respectivos sectores mineros”, según el documento suscripto.

Para ello, los dos gobier-

nos acordaron promover la exploración y el desarrollo de minerales, la información y sistemas de geociencias, la administración de títulos mineros, incluidos los sistemas de catastro, y las aprobaciones ambientales y cumplimiento, incluido el cierre de minas.

También se propusieron la rehabilitación de minas y títulos, valores, reglamentación sobre seguridad e higiene en el trabajo, regalías e impuestos, participación de las partes interesadas, sistemas de información y tecnología y otras áreas, según lo acordado.

Los tipos de colaboración pueden incluir visitas de ministros y altos funcionarios gubernamentales, la promoción y respaldo de oportunidades para la minería y los servicios, talleres de capacitación y desarrollo de capacidades, intercambio de funcionarios, e intercambio de información.

Como parte de su agenda con miembros del gobierno federal y los estados del país, Biset mantuvo una reunión con el ministro de Ambiente y Energía de Australia, Josh Frydenberg; y el ministro de Recursos y Tesoro del Estado de Victoria, Tim Pallas.

Luego con la canciller de Australia, Julie Bishop -quien este fin de semana estará en Buenos Aires para participar de un encuentro del G20, y el ministro de Minas y Petróleo de West Australian, Bill Johnston, con quien firmará un Memorandum de Entendimiento.

Entre sus actividades con empresas locales, la agenda incluyó reuniones con los responsables de las mineras Orocobre, Worley Parsons, Rincon Mining, Sentient Equity Partners, First Quantum, Woodside Energy, Latin Resources Limited, Rio Tinto, Fortescue Metals, Dark Horse, MMG, Resource Capital Found, SEA Energy and Resources, South 32 y Galaxy Resources.

Jornadas de Producción, Transporte y Tratamiento de gas

3 – 5 Octubre, 2018
Espacio DUAM, Neuquén

Sea parte de la **mayor reunión regional de compañías líderes de petróleo y gas**

100 empresas expositoras

Conferencias técnicas

Presentaciones de productos

www.aogpatagonia.com.ar

Organiza: **iAPG** INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Realiza y Comercializa: **messe frankfurt**

Horarios: miércoles a viernes de 15 a 21 hs.
La exposición está orientada a empresarios y profesionales del sector. Para acreditarse debe presentar su documento de identidad.
Menores de 16 años deben ingresar acompañados de un adulto.
Comercializa y Reserva: Messe Frankfurt Argentina S.A. Tel: +54 11 4734 3400 - e-mail: arg@messefrankfurt.com

CUMPLIMOS 10 AÑOS, LOS CELEBRAMOS CON NUESTROS CLIENTES Y PROVEEDORES

TRANSPORTE
Marítimo
Aéreo
Terrestre
Multimodal
Cargas proyecto

SEGURIDAD OPERATIVA
INTEGRACIÓN
INNOVACIÓN
TRANSPARENCIA

ISO 9001
ISO 14001
Trace Certification

4310 2442
mining@ulog.com.ar
ulog.com

Empresas canadienses comunicaron sobre potencial de litio y vanadio en el norte argentino y uranio en el sur

Obtienen resultados positivos en exploración

Los estudios de tres empresas canadienses que están explorando en el norte argentino arrojaron resultados prometedores para la explotación de minerales, básicamente del litio en tanto en el sur se pudo comprobar el potencial del uranio y el vanadio por otra empresa de origen canadiense.

La empresa NRG Metals obtuvo resultados “excepcionales” en las muestras de salmuera de litio recolectadas en los primeros 100 metros perforados en su concesión del salar del Hombre Muerto, Puna de Atacama, en Salta.

Los grados de litio y las bajas relaciones de magnesio a litio detectadas “superaron nuestras expectativas”, comentó José De Castro, director de Operaciones de NRG.

El proyecto se ubica en el extremo norte del prolífico salar de Hombre Muerto, adyacente a la mina Fenix, productora de FMC, y al proyecto de etapa de desarrollo Sal de Vida de Galaxy Resources.

El muestreo fue dirigido por técnicos de la filial chilena de Montgomery & Associates, firma estadounidense con sede en Tucson, Arizona, especializada en hidrología, geología y ciencias del suelo.

NRG Metals precisó que las muestras fueron analizadas en Jujuy por el laboratorio Alex Stewart Argentina, filial local de la compañía inglesa Alex Stewart International Corporation, mientras otras muestras se enviarán a un laboratorio en Estados Unidos para las pruebas de liberación de salmuera.

De los análisis ya realizados, agregó De Castro, surge el potencial de “un impacto muy positivo” en cuanto al capital a invertir y a los costos operativos “en caso de que se establezca la viabilidad económica y la factibilidad técnica del proyecto”.

La compañía detalló los avances de las perforaciones realizadas y las proyectadas a mayores profundidades, según sean los resultados que se obtengan del muestreo.

Además del proyecto Hombre Muerto Norte, NRG Metals está evaluando su proyecto Salar Escondido de 29.000 hectáreas en la provincia de Catamarca.

Reservas jujeñas

Por su parte, la también canadiense Orocobre informó que realizó una estimación de recursos actualizada para el proyecto de litio de Cauchari, en Jujuy, a partir de los resultados de perforación de la fase II, y aumentó en seis veces el volumen calculado inicialmente.

El recurso actualizado cu-

bre un área significativamente más grande y se extiende a profundidades mayores en los sectores Noroeste y Sudeste.

“Completaremos el estudio durante este trimestre y luego pasaremos a un estudio de factibilidad definitivo para un potencial de 20.000 toneladas por año de carbonato de litio”, agregó Seville.

El programa de exploración está siendo administrado por Advantage Lithium Corp., que posee el 75% de Cauchari (Orocobre, a su vez, posee el 29% del capital emitido de

Advantage y el 25% directamente en la empresa conjunta que explota Cauchari).

Orocobre recordó que la perforación de la fase III “está en curso para actualizar este recurso inferido”, mientras espera completar el estudio de factibilidad definitivo en el segundo trimestre de 2019.

Otra canadiense, Blue Sky Uranium Corp confirmó el potencial de producción de uranio en la provincia de Río Negro, según se informó desde Vancouver.

La compañía informó que

las pruebas iniciales de proceso con material oxidado del depósito de uranio y vanadio en el depósito Ivana, en Río Negro, demostraron que un simple lavado seguido de tamizado en húmedo genera un enriquecimiento en la concentración mineral de aproximadamente 300% para uranio, y de 250% para vanadio.

“La capacidad de concentrar eficientemente uranio y vanadio representa un factor estratégico para desarrollar un proceso de bajo costo para el mineral superficial amplia-

mente presente en el área de Amarillo Grande”, dijo Nikolaos Cacos, presidente & CEO de Blue Sky, en un comunicado.

El proyecto Amarillo Grande es un distrito de uranio de 140 kilómetros de largo, inicialmente identificado y prospectado por Blue Sky desde 2007 a 2012.

La proximidad de los múltiples “blancos”, sería posible instalar una planta de procesamiento centralizada en un área llana, semiárida y accesible todo el año, próximo.

THE DIFFERENCE BETWEEN MEN AND BOYS IS THE SIZE OF THEIR TOYS

Línea de Equipos IRON

Cargadores	Motoniveladoras	Excavadoras	Rodillos	Minicargadoras	Autoelevadores
Grúas Sobre Camión	Hidrogrúas	Camiones Mineros	Mixers Hormigón	Rodillos Neumáticos	Generadores

IRON GROUP | 0800-888-IRON | info@iron-group.com | info@xcmg.com.ar

milroco.com.ar // Identidad Visual Corporativa

Reunirá en Bariloche a representantes de gobiernos y empresas

CACME organiza el foro latinoamericano de energía

Cacme, Comité Argentino del Consejo Mundial de la Energía -el capítulo argentino del World Energy Council-, organizó el Foro Latinoamericano de Energía que tendrá lugar en Bariloche el 13 de junio.

Con el apoyo del Ministerio de Energía, constituye el evento energético regional más importante del año en Sudamérica porque convoca a autoridades de Energía extranjeras y los líderes de la industria.

El programa del foro aborda paneles de discusión sobre energías renovables, eficiencia energética, recursos no convencionales y uso del gas. Este espacio será la oportunidad para intercambiar información y discutir sobre los temas críticos mencionados y su impacto e implicaciones en la definición de políticas, tecnología y modelos de negocios.

Un día después, en una jornada exclusiva se realizará el World Energy Leaders Summit, para debatir sobre el EITI (Iniciativa de Transparencia para la Industria Extractiva)

Son dos eventos simultáneos, pero están divididos, que se realizan por primera vez en la Argentina, comentó Horacio Fernández, secretario ejecutivo de Cacme.

El primero es un evento regional que el Wec hace todos los años en las 6 regiones del mundo y este es de América Latina y el Caribe y el día 14 convocó a otro con la participación de representantes de países de la región. Argentina quiere entrar en el EITI y esta es una excelente oportunidad para discutirlo. Se realiza a través del Wec que se organiza desde Londres e invita a Ceos de las empresas más importantes del Wec.

Este es cerrado, el otro es abierto. Juan José Aranguren es nuestro presidente honorario y viene a abrir el Foro y el WELS.

Estos eventos se hacen por primera vez en la Argentina. El panel del día 14, es cerrado y participan representantes gubernamentales y



altos ejecutivos. Contempla otro tipo de temas que ya se discuten en Europa básicamente versará sobre la implementación de mecanismos de transparencia en la industria extractiva en América Latina y el Caribe. El tema fundamental del WELS es la resiliencia de los sistemas energéticos relacionados con el EITI. Esta reunión de alto nivel nos dará la posibilidad de promover la discusión de aspectos decisivos y tomar acciones para impulsar el desarrollo de la región.

Es interesante porque coincide con la reunión del G20 del día 15 por lo que creemos que estas jornadas serán exitosas.

Los ministros extranjeros fueron invitados por J.J Aranguren para hacer una visita al INVAP durante la tarde del día 14. La participación de los asistentes al foro superó nuestras expectativas y esto nos habla de su éxito.

Los oradores

Los temas del foro de las cuatro áreas, cuenta como oradores a altos directivos de la industria. Sobre Hidrocarburos no Convencionales, Potencial y Desarrollo disertarán Pablo Bizzotto de YPF; Germán Macchi de Pluspetrol; Juan Martín Bulgheroni de PAE; Daniel De Negrís de Exxon Mobil; Gustavo Albrecht de Wintershall, Francisco Tarazona de Halliburton; Modera: Ricardo Aguirre de CACME. Sobre el Futuro del Gas expondrán Philippe Dupis de Total; Pierre Devillers, Chief Market & Customers Solutions Officer,

Engie Latin America - Chile; Alvaro Ferreira Tupiassú, Gte. Gral. De Comercialización de Gas Natural, Petrobras - Brasil; • Ricardo Markous, Director Desarrollo Negocios y Gas & Power, Tecpetrol y Mauricio Roitman, presidente del Enargás. El moderador de este panel es Horacio Fernández, secretario del Cacme. Miguel Angel Gutiérrez, presidente de YPF.

El tercer panel es el de Eficiencia Energética y lo abre Jorge Vugdelija, Gerente General - Oleoductos del Valle; Andrea Heins, Subsecretaria de Eficiencia Energética, Diego Lizana, Director de la Agencia Chilena de Eficiencia Energética; Olga Victoria del Socorro Gonzalez Gonzalez, Asesora de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) - Colombia. Este panel lo modera Olga Victoria del Socorro Gonzalez Gonzalez, Asesora de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) - Colombia.

El tema del último panel sobre Energías Renovables Estímulos y su Inserción en la Matriz Eléctrica • Carolina Zelaya. Comisión Nacional de Energía - Chile; Carolina Zelaya de Chile, Carolina Cosse, ministra de Energía de Uruguay, Germán Castro, presidente de CREG, Colombia, Walter Lanoza, Ceo de Geneia; Sebastián Kind secretario de Energías Renovables Andrés Chamboleyron, presidente del ENre, El moderador de esta mesa es Maurizio Bezzeccheri, CEO - ENEL. participa Christoph Frei del WEC y cierra la jornada el gobernador de Río Negro, Alberto Weretilneck, Claudia Cronembold, Vice Chairman - WEC Bolivia y Horacio Fernández.

Durante la mañana del día 14 se desarrollará la mesa sobre Iniciativas de Transparencia en la Industria Extractiva (EITE) cuyos moderadores serán Paola Beretta, directora de Diálogo Energético de Chile, Santiago Dondo, director regional del EITI y Fernando Castillo del Ministerio de Energía y Minas de Perú.

Finning presentó la línea Black CAT

FinningCAT realizó un Open House con clientes y especialistas para presentar la gama completa de equipos Caterpillar, con demostración en vivo de maquinaria.

La Sucursal Compactos, Rental y Usados abrió sus puertas para presentar en exclusiva la nueva línea de equipos Black Cat, un modelo de edición limitada de Minicargadoras negras, únicas en el país. Se trata de cuatro equipos compactos modelo Caterpillar 246D Full, los más completos de esta línea, con cabina cerrada, alto flujo hidráulico, acoplador hidráulico, contrapesos y cámara trasera, entre otras características; con su diferencial color negro. "Este equipo tiene una cabina que le otorga la mayor comodidad para el operador, una potencia inigualable y la versatilidad para abordar cualquier trabajo. La idea es diferenciarse de la competencia y relevar esta línea presentando la nueva versión black", explica Gonzalo Martínez, Gerente de Compactos Norte.

Con un evento dinámico, los asistentes conocieron todos los equipos compactos Caterpillar, la flota disponible para el alquiler, las opciones de maquinarias usadas en venta y todos los servicios post-venta de FinningCat.

A través de diferentes carpas interactivas se dieron a conocer los beneficios y las ventajas competitivas que distinguen a la marca en el mercado, destacando su plataforma de e-commerce (parts.cat.com/Argentina), que permite comprar repuestos de manera fácil y rápida, y los planes de financiación. Además, FinningCat realizó una demostración en vivo de la maquinaria, y a partir de un juego, los asistentes pudieron manejarla y conocer todos los distintivos de las máquinas.

AGENDA/JUNIO

- 1 al 2 Semana de la Ingeniería
- 5 Día Mundial del Medio Ambiente
- 4 y 5 IV Congreso Latinoamericano de Energía Eólica- Org. AUDEE, Montevideo Uruguay
- 13 al 14 Foro Latinoamericano de Energía - organiza CACME
- 15 Día Mundial del Viento
- 25 al 29 XXVII World Gas Conference, Washintong DC, organiza IGU

D	L	M	M	J	V	S
		Semana de la Ingeniería			Semana Windows	
		1	2	3	4	5
6	7	8	8	10	IV Congreso Latinoamericano de Energía 11 12	
Foro Latinoamericano de Energía 13		Día Mundial del Viento 14 15		16	17	18 19
20	21	22	23	24	World Gas Conference 25 26	
27	28	29	30	31		



HOTEL HUEMUL
NEUQUÉN, PATAGONIA ARGENTINA.

★ ★ ★

Su descanso y comodidad es nuestro objetivo



TIERRA DEL FUEGO 335 - Neuquén
Tel: (0299) 442 2344 | 443 7522

www.huemulhotel.com.ar
reservas@huemulhotel.com.ar

Intepla incorpora nuevas tendencias en el desarrollo de sistemas

Trayectoria y evolución en radiocomunicación

Las nuevas tendencias de la tecnología han propiciado el cambio constante en telecomunicaciones, surgiendo el concepto de integración, proporcionando soluciones tecnológicas, servicios informáticos y productos IT, comprometiendo la firma esta larga trayectoria en el mercado de las comunicaciones para brindar todo el asesoramiento y asistencia técnica pre y post-venta. Sus distintos departamentos se encuentran conformados por profesionales que se caracterizan por responder rápidamente a la evolución del mercado nacional, en un esfuerzo constante por lograr la mejor atención del cliente.

Trunking

Como Proveedor y a través de un proceso licitatorio, pone en marcha el primer sistema trunking para uso oficial (SRCEO) en el país- Algunos de nuestros clientes: Emergencias Médicas del Ministerio de Salud de la Provincia de Buenos Aires, Megatrans área AMBA. Repsol-YPF (área Mendoza, Neuquén, Buenos Aires y La Plata). Edenor (área AMBA norte)

Redes de VHF-uHF y HF Sistema de comunicaciones móviles en VHF y UHF para Impregilo-Dumez y Asociados para la Entidad Binacional Yacyreta. Red de microonda, sistema de comunicaciones en VHF y Telefonía para la Presa de Hormigón Uruguay-I. Red de HF-BLU Dirección de Hidráulica Prov. de Bs. As. Redes de VHF para Empresas de Energía de: Misiones, Salta, La Rioja, San Luís, Neuquén, Buenos Aires y ANDE (Paraguay). redes digiTAles de VHF y uHF Entre los múltiples clientes que conocen de la calidad de los servicios ofrecidos, se destacan no solamente los más variados sectores de la industria, sino numerosos e importantes organismos oficiales y se seguridad de la nación. Entre ellos: Presidencia de la Nación Argentina Casa Militar y Seguridad Electrónica – Honorable Cámara de Diputados de la Nación Argentina - Ministerio de Planificación e Inversión Pública - Ejército Argentino - Ministerio de Defensa Batallón de Inteligencia - Repsol YPF - Policía de la Provincia de Buenos Aires – Policía Federal Argentina - Estado Mayor General de la Armada - - Policía de la Provincia de Salta – Policía de Seguridad Aeroportuaria – Ministerio Medio Ambiente Gobierno Ciudad Buenos Aires – Sistema Metro Bus Emergencia 911 de la Prov. de Mendoza - Cumbre de las Américas Armada Argentina Base Naval Puerto Belgrano

– Comisión Nacional de Valores – etc

Más cercanos a la industria de los hidrocarburos, los servicios de telemetría son ya conocidos por variados clientes, entre quienes se cuentan también compañías relacionadas con la generación eléctrica y los servicios de hidroelectricidad en todas las provincias argentinas.

Red Meteorológica Telemétrica para la Central Hidroeléctrica Binacional de Salto Grande – Aguas de La Pampa YPF - Provisión e instalación

del segmento de transmisión de datos, para las obras de Pico Truncado (Chubut) – YPF provisión e instalación del segmento de transmisión de dato - Cruz Salto Grande YPF Neuquén – YPF. Destilería La Plata – Perez Compac. Neuquén – Engion SA Air Liquide – Ensenada. Prov. Buenos Aires – Edelap Air Liquide – San Nicolás Air Liquide – Campana Grupo río de La Plata Litoral Gas – Obras Sanitarias Mar del Plata – Obras Sanitarias La Plata – etc. Cuenta con un depar-

tamento de Ingeniería y Sistemas en la ciudad de La Plata y laboratorios homologados por los fabricantes de la tecnología que utiliza Intepla, en CABA, La Plata y Neuquén. Estos laboratorios cuentan con profesionales y técnicos que han realizado entrenamiento en los lugares de orígenes de la tecnología, contando con herramientas e Instrumental acorde y medios de transportes propios, que le permiten operar en sus zonas de influencia en forma independiente en lo que hace al manten-

imiento preventivo y correctivo de las obras existentes. Intepla es además Licenciario en Telecomunicaciones, para los siguientes servicios: Sistemas Radioeléctricos de Concentración de Enlaces (SRCE). Transmisión de Datos. Comunicaciones de Valor Agregado. Buscapersonas. Repetidoras Comunitarias. Servicio Móvil de Transmisión de Datos (SMTD). Servicio de Aviso a Personas Bidireccional (SAPB) y Reventa de Servicios de Telecomunicaciones.

Promoted and Organized by:




24 - 27 SEP
RIO DE JANEIRO - BRAZIL

Brazil is back. Enjoy this opportunity to do business and network in this giant energy market.

Energy to transform.

Rio Oil & Gas is the largest event of the sector in Latin America. With over 500 brands on exhibition and more than 4,000 industry professionals, scholars, researchers and students on the congress.

Become a sponsor or exhibitor
rioil@ibp.org.br

Registration for the congress in rioilgas.com.br

Sponsors Platinum:




Sponsors Gold:





Sponsors Silver:




Sponsors Bronze:







Viene de página 17

Las fuentes renovables ¿porqué no bajan el costo de generación?

mantuvo bajo, a pesar del aumento de la demanda de esos dos combustibles en California y Alemania. Eso nos deja con la energía solar y eólica, como los sospechosos de los altos precios de la electricidad. Pero, ¿por qué los paneles solares y las turbinas de viento serían más caros? La razón principal parece haber sido pronosticada por un joven economista alemán en 2013.

En un documento sobre Política Energética, Leon Hirth estimó que el valor económico de la energía eólica y solar disminuiría significativamente a medida que se con-

virtieran en la mayor parte de la energía generada.

¿La razón? Su naturaleza fundamentalmente no confiable. Tanto la energía solar como la eólica producen demasiada energía cuando las sociedades no la necesitan, y no lo suficiente cuando la necesitan. Por lo tanto, la energía solar y la eólica requieren que las plantas de gas natural, las represas hidroeléctricas, y cualquier otra fuente de energía gestionable, estén listas en cualquier momento para comenzar a producir electricidad cuando el viento deja de soplar y el sol deja de brillar.

Y la falta de fiabilidad re-

quiere lugares con energía solar y/o viento como Alemania, California y Dinamarca para remunerar a los estados vecinos para que tomen su energía solar y eólica cuando están produciendo sin demanda.

Hirth predijo que el valor económico de la energía eólica en la red europea disminuiría un 40 por ciento una vez que se convierta en el 30 por ciento de la generación, mientras que el valor de la energía solar bajaría en un 50 por ciento cuando llegara al 15 por ciento.

Anticipo también, que el costo de generación con vien-

to disminuiría un 40% una vez que alcance el 30% de la matriz eléctrica, y que el valor de la energía solar se reduciría en un 50% cuando alcanzara el 15% de la electricidad.

En 2017, la participación eólica y solar en la matriz eléctrica fue del 53 por ciento en Dinamarca, el 26 por ciento en Alemania y el 23 por ciento en California. Dinamarca y Alemania tienen el primero y la segundo costo más alto de Europa.

El desconocimiento de los periodistas sobre la materia, es alarmante, o mejor dicho forma parte del "relato", y al informar sobre los costos decrecientes de los paneles solares y las turbinas eólicas, omiten adicionar la información sobre cómo aumentan

los costos de generación intencionalmente o no, se engaña a políticos y al público acerca del impacto en la factura como consecuencias de la instalación de esas dos tecnologías.

Los Angeles Times informó el año pasado que los precios de la electricidad de California estaban aumentando, pero no logró conectar el aumento de los precios a las energías renovables, lo que provocó una fuerte refutación del economista de UC Berkeley James Bushnell.

"La historia de cómo el sistema eléctrico de California llegó a su estado actual es larga y sangrienta", escribió Bushnell, pero "el impulsor de la política dominante en el sector de la electricidad ha sido indiscutiblemente un foco en el desarrollo de fuentes renovables de generación de electricidad". Parte del problema es que muchos reporteros no entienden la electricidad. Piensan en la electricidad como una mercancía cuando, de hecho, es un servicio, como comer en un restaurante.

El precio que pagamos por el lujo de comer fuera no es sólo el costo de los ingredientes, la mayoría de los cuales, como los paneles solares y los molinos eólicos, han disminuido durante décadas.

Más bien, el precio de los servicios como comer fuera y la electricidad refleja el costo no sólo de unos pocos ingredientes sino también su preparación y entrega. Este es un problema de parcialidad, no sólo del analfabetismo energético. Los periodistas normalmente escépticos rutinariamente dan paso a las energías renovables.

La razón no es porque no saben cómo informar críticamente sobre la energía, lo hacen regularmente cuando se trata de fuentes de energía no renovables, sino tal vez, porque no quieren hacerlo. Eso podría -y debería- cambiar. Los periodistas tienen la obligación de informar de manera precisa y justa sobre todos los temas que cubren, especialmente aquellos tan importantes como la energía y el medio ambiente.

Un buen comienzo sería que investigaran por qué, si la energía solar y eólica son tan baratas, están haciendo que la

EN VACA MUERTA, CONTRIBUIMOS CON EL DESARROLLO ENERGÉTICO ARGENTINO

En tiempo récord estamos haciendo plantas, instalaciones y ductos para que Tecpetrol pueda producir y transportar más de 10 millones de m³ diarios de gas en 2019.



Fortín de Piedra, Neuquén

EL FUTURO
SE HACE

TECHINT
Ingeniería y Construcción

