

La energía en su laberinto

El canje de deuda pública llevado a buen puerto por “Sacachispas” Guzmán levantó la bandera de largada de una deshauciada economía. La intención del gobierno es resucitar a las agonizantes pymes que en ese proceso demandarán energía segura y a precios competitivos en los próximos años. El barril Criollo fluctúa alrededor de los US\$ 45 y todos rezan por un alza internacional del precio del crudo, pero las señales internacionales son contradictorias. Muchos entienden que “La opción para Vaca Muerta es el mercado glo-

bal” pero Vaca Muerta parece tener un destino regional: por costos de producción y complejidad del mercado de GNL. Ya en noviembre de 2019, Alejandro Bulgheroni había dado una pista sobre el breakeven del gas natural: “Se hizo rentable producir gas a 3 dólares el millón de BTU y hoy, por distintas circunstancias, es posible obtener rentabilidad incluso a 2,4 dólares. Esto le da una ventaja a la Argentina a tener gas natural más barato para la generación de energía para consumo local. Todavía no estamos acá, estamos cerca, pero vamos a llegar”.

Página 4

Alberto Fiandesio

Petróleo y gas y un incierto escenario de precios

Página 8

CECHA informó altibajos en la demanda de julio

Página 11

Martínez con Gobernadores, Barril Criollo y Plan Gas

Página 2

Nueva concesión en Vaca Muerta para ExxonMobil

Página 10

Julio tuvo mayor demanda eléctrica residencial

Página 15

ANCAP se desprendería de los activos de Carboclor

Contratapa



COMPROMETIDOS CON EL GAS NATURAL

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



Martínez encaró gestión: Gobernadores, Barril Criollo, Plan Gas, y un acuerdo para Vaca Muerta

Por Santiago Magrone

El Secretario de Energía de la Nación, Darío Martínez, encaró su gestión atendiendo una agenda de temas que requieren definiciones en los próximos días y para cuya resolución está en consulta con gobernadores, empresarios y sindicalistas del sector, según sea el caso.

Esto, mientras termina de definir quienes lo secundarán en la tarea diaria al frente de las Subsecretarías (de Energía Eléctrica y de Combustibles) y en las Direcciones nacionales específicas.

En lo que va de la semana mantuvo contactos con varios gobernadores, entre ellos los de La Pampa, Rio Negro, Santa Cruz y Neuquén. Aunque tienen temas en común, sobre todo en el rubro hidrocarburos, cada uno tiene su agenda energética en otros rubros. También se contactó con representantes de empresas petroleras, con YPF a la cabeza.

Uno de los temas en consideración es el de la continuidad o no del esquema del Barril Criollo, para la comercialización de crudo entre productoras y refinadoras locales, atendiendo con ello además los ingresos por regalías para las provincias petroleras.

El precio de dicho barril fue establecido temporalmente en 45 dólares y su vigencia perdurará hasta el caso en que el crudo Brent, tomado como referencia, alcance o supere ese precio y se mantuviera estable durante diez días consecutivos. Esto es



Darío Martínez

“en la necesidad de armonizar los distintos intereses de los actores del sector, conscientes plenamente del mandato político y socioeconómico que tenemos. Transitaremos, el camino del diálogo para potenciar el trabajo conjunto y colectivo tras los objetivos que nos planteamos”

lo que ocurrió y ahora el Brent se ubica entre 45 y 46 dólares el barril, con destino incierto.

Pero el esquema también establece una revisión trimestral del precio sostén, de modo que no debería descartarse su continuidad.

De esta discusión con Nación participan gobiernos provinciales y empresas, aunque los gremios petroleros también están atentos a las decisiones por el interés de preservar niveles de actividad y de empleos.

Energía depende ahora del Ministerio de Economía, cartera a cargo de Martín Guzmán que deberá considerar también el costo fiscal de la puesta en práctica de otro esquema en discusión, heredado del ministerio de Desarrollo Productivo, para promover la producción de gas en yacimientos convencionales de todas las cuencas, y en el reservorio no convencional Vaca Muerta, de la Cuenca Neuquina.

“El Secretario está a trabajando en este tema para terminar

de delinear el Plan” indicaron fuentes consultadas por E&N. En manos de Matías Kulfas fue diseñado para un periodo de cuatro años (hasta el 2024), con subsidios aplicados contra compromisos de inversión y de producción por cuencas.

El objetivo es contar con volúmenes de gas suficientes en el invierno 2021 para minimizar importaciones, satisfacer una demanda interna que se espera crezca conforme se reactive la economía productiva, y contar con saldos exportables a países limítrofes.

La semana pasada, el Secretario de Energía fue recibido en Olivos por el Presidente Alberto Fernández quien remarcó “la importancia de que las definiciones en materia energética incluyan una visión federal y de desarrollo”, resaltando “la necesidad de que haya un seguimiento de gestión y políticas desde el territorio”. En ese sentido, se confirmó que la

Secretaría tendrá su sede central en el edificio de Hacienda y un asiento en Neuquén, provincia de la cual, además, es políticamente oriundo Martínez.

Tras dicha reunión, Martínez (ex presidente de la Comisión de Energía en Diputados) expresó su coincidencia con el Presidente “en la necesidad de armonizar los distintos intereses de los actores del sector, conscientes plenamente del mandato político y socioeconómico que tenemos. Transitaremos, el camino del diálogo para potenciar el trabajo conjunto y colectivo tras los objetivos que nos planteamos”, manifestó.

En este contexto cabe mencionar que Martínez también se abocó a realizar gestiones en procura de un acuerdo entre las empresas productoras y los gremios del sector, particularmente el Sindicato del Petróleo y Gas Privado de Neuquén, La Pampa y Rio Negro, que dirige Guillermo Pereyra, para preservar niveles de actividad y de empleos en dicha cuenca.

A tal efecto quedó conformada una mesa de trabajo integrada por varias operadoras entre las que se cuentan YPF, PAE, Tecpetrol, Vista, el gremio que dirige Guillermo Pereyra, y representantes del gobierno provincial neuquino.

En un contexto internacional de bajos precios para el petróleo y el gas natural, de abundancia de oferta y de menor demanda por la caída de la actividad económica mundial a consecuencia de la Pandemia del Covid-19, en la mesa de discusión está planteado el interrogante sobre las chances de reactivar la producción en Vaca Muerta: Inversiones, precios, subsidios, empleos, condiciones laborales y salariales son las claves en procura de una solución, al menos transitoria, hacia un escenario que podrá mejorar para el sector si se avanza hacia la reactivación general. Ya está circulando un borrador y se estima que dicho acuerdo será formalizado en los próximos días.

energía  humana
en acción™

Comercializadora de Gas Natural y
Energía Eléctrica de
fuentes renovables
con 15 años de experiencia

Para más información encontramos en
www.energix.com.ar

Energix
ENERGIA CONFIABLE

Una agenda cargada de desafíos

“El desplazamiento de Sergio Lanziani y la llegada de Darío Martínez como nuevo secretario de Energía vino a corregir una decisión política de Alberto Fernández al armar el equipo de Energía con funcionarios que no estaban en sintonía” expresó un funcionario cercano al Jefe de Gabinete.

Tras el éxito de Guzmán en la renegociación de la deuda con los bonistas, Fernández traspasó el área a Guzmán que ahora deberá encarar una lucha contra la inflación donde los precios y tarifas de la energía resultan cruciales para combatir ese flagelo endógeno de la economía argentina.

La pandemia, la renegociación de la deuda despejaron el camino para un reordenamiento del área.

Martínez es diputado nacional por Neuquén del Frente de Todos y ex titular de la Comisión de Energía en la Cámara baja y llega al Gobierno de la mano del ministro Guzmán y el beneplácito de la mayoría de los gobernadores, fundamentalmente al frente de las provincias petroleras. En Neuquén reconocen que una buena gestión en Energía posicionaría a Martínez como potencial candidato a gobernador.

Durante el segundo mandato de Cristina Fernández de Kirchner, representó a la Fundación YPF en Neuquén y en 2016, asumió como diputado nacional en remplazo de Nancy Parrilli, la hermana del actual senador y mano derecha de la vicepresidenta, Oscar Parrilli.

Tras haber sido en 2019 candidato a vicegobernador por Unidad Ciudadana en la elección provincial que ganó el Movimiento Popular Neuquino,

Desde el inicio de la campaña electoral, Martínez formó parte del equipo de asesores de Alberto Fernández. Antes de presidir la comisión de Energía de Diputados, había estado al frente

de la comisión de Presupuestos durante el tratamiento de la ley de sostenibilidad de la deuda externa.

En la Cámara de Diputados, fue uno de los más duros opositores a la gestión de Mauricio Macri, a quien denunció penalmente por su participación en las sociedades offshore que aparecieron en los Panamá Papers.

Darío Martínez mantiene excelentes relaciones con los reguladores de los entes Federico Bernal (Enargas), Federico Basualdo (Enre) y también con el presidente de Ieasa, Andrés Cinigliaro con lo que se descuenta que las acciones del sector estarán perfectamente coordinadas.

Varios son los desafíos de Martínez, pero uno de los principales es la producción gasífera que aguarda definiciones en materia de precios para reactivar la escasa actividad en yacimientos.

De mantenerse los actuales índices de precios internacionales y una perspectiva de precios superior a los US\$ 45, el Barril Criollo podría dejar de ser una carga para el fisco, mientras que el precio del gas continuará bajo la lupa, en especial si continúa el plan Gas IV pergeniado por Kulfas y que aguarda su implementación.

El otro punto es la búsqueda de minimizar el impacto de las tarifas que —más temprano que tarde— deberán acompañar el crecimiento de la economía que incluso los más pesimistas comienzan a vislumbrar. Pero siempre mirando a la inflación cuyo control estará bajo la atenta mirada de Guzmán.

Hay una larga lista de asuntos en su escritorio: deudas pendientes con las petroleras, actualización de los precios de los biocombustibles, el déficit de Cammesa por las deudas de las distribuidoras eléctricas, el aumento en los surtidores y la calidad del servicio de Edesur, un problema que reclaman los intendentes del conurbano.

Según el ministro de Energía de Neuquén, Alejandro Monteiro

En un año Vaca Muerta volvería a los niveles de prepandemia



El ministro de Energía de Neuquén, Alejandro Monteiro, estimó hoy que la recuperación del sector hidrocarburífero podría “demorar de 12 a 18 meses” a los niveles de la prepandemia, e insistió en la necesidad de mejorar la competitividad de Vaca Muerta con la disponibilidad de divisas, la adecuación del sistema impositivo y permisos de exportación en firme.

Monteiro participó esta tarde en la conferencia “La energía en proyección” organizada por la Cámara de Comercio de los Estados Unidos en la Argentina (Amcham), junto con el ministro de Hidrocarburos de Chubut, Martín Cerdá, y la subsecretaria para Asia y la Américas de la Secretaría de Energía de los Estados Unidos, Elizabeth Urbanas.

“La expectativa es que retomar la senda previa a la pandemia llevaría entre 12 y 18 meses mínimo”, afirmó Monteiro al analizar el futuro del sector tras los efectos de la abrupta caída de demanda y de precios.

El funcionario patagónico dijo que “va a llevar un tiempo recuperarse” y que mientras tanto habrá que “generar condiciones para retomar los proyectos de inversión paralizados desde mediados de 2019”.

El ministro explicó que Neuquén tiene una serie de pozos perforados y terminados, no conectados, “que genera un colchón de producción que hace posible demorar la necesidad de incrementar la actividad, y en este momento de restricciones financieras y de capital se va a ir retomando de a poco”.

En ese marco, Monteiro destacó la necesidad de relanzar los proyectos que las empresas tenían previstos hace un año para este 2020, y cuya reanudación “deberá esperar a cómo evoluciona la cuestión sanitaria a nivel mundial y en el país, como es el desarrollo de las condiciones” con las que contará el sector.

El ministro se refirió al decreto 566 que en agosto de 2019 firmó el expresidente Mauricio Macri, que dispuso el congelamiento de precios de com-

bustibles y del barril de crudo, y del cual aseveró que “los proyectos estaban prácticamente lanzados y como una decisión rompió la confianza, lo que sumado a la pandemia llevó a reducir a la mitad la inversión proyectada”.

Sobre el futuro y las condiciones necesarias para retomar esos planes de inversión, el ministro neuquino dijo que primero habrá que “entender que el futuro va a ser distinto con precios de hidrocarburos más bajo, y con una demanda que va a llevar su tiempo en normalizarse”.

“El escenario postpandemia no es el mismo que teníamos hace unos meses, va a ser mucho más exigente con mercados más competitivos, con lo cual requiere que todos los sectores de la industria vean cómo mejorar para competir y poder lograr el capital venga a invertir en el país”, agregó.

En ese sentido, insistió en que si se quiere tener un sector que genere una plataforma de exportación “hay que tener un sistema impositivo que sea adecuado en términos comparativos con otros países” con los que compite la industria petrolera Argentina.

“Se viene planteando la disminución lo más que se pueda de los derechos de exportación” tal como fue contemplado en el decreto que estableció un precio sostén al barril de crudo local que redujo a cero la alícuota en tanto el precio del crudo se sitúe por debajo de los 45 dólares.

Para Monteiro, “a mediano largo plazo lo deseable sería que no este gravada la exportación, además de prever la amortización acelerada y la devolución anticipada de IVA para las ventas externas que concreten las compañías”.

“Para apalancar inversiones es necesario generar mecanismos para otorgar permisos firmes de exportación, ser competitivos y reducir costos de producción pero también generar disponibilidad de divisas”, concluyó.

Energía&Negocios

Editor Responsable: María del Rosario Martínez: editor@energiaynegocios.com.ar: redaccion@energiaynegocios.com.ar - Suscripciones: info@energiaynegocios.com.ar - Neuquén: neuquen@energiaynegocios.com.ar - Publicidad: publicidad@energiaynegocios.com.ar - Editado en Bs. As. - Argentina. Sarmiento 1889 piso 2 Capital Federal - Tel: 4371- 0010/6019. Miembro de ADEPA. Las notas firmadas no necesariamente reflejan la opinión del editor. Prohibida su reproducción total o parcial (Ley 11.723) © E&N. www.energiaynegocios.com.ar

MARTELLI ABOGADOS

Sarmiento 1230, piso 9, C1041AAZ Buenos Aires, Argentina

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

info@martelliabogados.com www.martelliabogados.com

Complejos mercados internacionales, costos de producción dolarizados y tarifas congeladas

La energía en su laberinto

Luego del éxito alcanzado con la reestructuración de la deuda pública, (se logró canjear con éxito el 99% de los bonos) el presidente Alberto Fernández comienza, de a poco, a despuntar sus intenciones en materia económica.

Como sucede desde mediados de la década de 70, el país viene sufriendo lo que ya son clásicas crisis cíclicas: alta inflación, desempleo, inestabilidad cambiaria, financiarización extrema de la economía y altísimo endeudamiento.

Esta vez debe sumársele la pandemia y la recesión mundial. Pero el reciente anuncio de Fernández y su ministro Matías Kulfas de una línea de financiamiento para poner en marcha el carro de la economía trajo aliento a los empresarios, en particular al sector pyme.

No se trata de un plan estratégico de largo plazo de la economía, pero al anunciado crédito para las pymes de "apenas" US\$ 500 millones del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), y la participación de los dos mayores bancos del país (Nación y Provincia de Buenos Aires) y del BICE auguran una base para resucitar a las agonizantes pymes.

Guarismos

Las cifras de la herencia+pandemia son desastrosas. En julio, la producción pyme industrial cayó 13,6% frente al mismo mes



del año pasado, aunque se recuperó contra meses anteriores. Julio marcó una caída leve si se la compara con las caídas junio (-23,5%); mayo (-34,9%); abril (-53,1%) y marzo (-28,8%).

Las declaraciones del presidente Fernández fueron bastante claras: su equipo buscará el desarrollo de la industria local, desde la cadena agroalimentaria hasta las pymes metalmeccánicas.

La concreción de esas aspiraciones requiere una profunda planificación en el largo plazo, fuertes políticas exteriores y lidiar con los sectores de la economía primaria que históricamente resistieron el trasiego de renta

para el desarrollo de la industria.

Quitando la vista de nuestro ombligo y elevándola al horizonte, vemos los mercados internacionales. Allí, los grandes players de todos los rubros esperan con el cuchillo entre los dientes el levantamiento de las restricciones globales.

El barril de referencia por encima de los US\$ 45, será un alivio a las arcas fiscales porque los subsidios que demandan el Barril Criollo y los valores del gas comprometen ingentes sumas del Tesoro, los usuarios y consumidores no las soportan y el impacto inflacionario sería arrollador y claramente contrario a los postulados electorales.

La energía juega un rol fundamental en el desarrollo y crecimiento de la economía y su acceso impacta directamente en todos los índices económico-sociales. Si los planes de crecimiento pyme dan el resultado esperado, el abastecimiento de energía en particular el gas, con el actual nivel de producción y precios, será nuevamente un cuello de botella para el desarrollo y crecimiento de la Argentina.

Dónde estamos parados

La Argentina es un país tomador de precios en prácticamente todos los rubros de exportación. El petróleo es una muestra de ello. El mercado petrolero opaco, los precios son de referencia y sólo se conocen los valores de referencia informados por las agencias como Platts o Argus las que recurren a complejos sistemas de inteligencia lobby, contactos y cruce de datos para determinar cuál es el precio, o cómo se está transando el commodity en un determinado momento y lugar.

A esta opacidad debe sumársele la lucha por el control del potente recurso. En 2014, sin que la demanda se redujera significativamente, el precio internacional se desplomó casi un 50%. La caída de la demanda en la pandemia fue importantísima: se calcula que el consumo mundial de crudo será de 92,82 millones de barriles al día en 2020, lo cual representa una reducción de 6,85 millones de barriles al día con respecto a 2019. Los operadores más expertos y con buen ojo estiman que

ese nivel de consumo se mantendrá por un buen tiempo, marcando una diferencia sustancial con la perspectiva de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) que había estimado hace un año que el repunte sería constante. Independientemente de la pandemia, la percepción general es que el cambio en el mercado petrolero no es transitorio. La irrupción del GNL y otras fuentes alternativas ralentizarán el aumento de la demanda.

Incluso en la OPEP ya admiten la posibilidad de que la demanda mundial de crudo no se recupere a los niveles anteriores a la pandemia. Si esta idea se hace carne, los países miembros del cartel encararán una nueva estrategia con el objeto de mejorar los precios.

Y eso habrá que verlo. Hace muchos años que los continuos acuerdos de recorte no se cumplen y han perdido su eficacia. De insistir en ese camino, en un escenario de retroceso sostenido de la demanda, el esfuerzo como hasta ahora, será inútil.

Menor demanda

Según un informe publicado por la noruega Rystad Energy, la reactivación progresiva de las economías en Europa y del resto del mundo podría desencadenar un aumento en la demanda de petróleo. Pero el crecimiento de los casos de coronavirus en países que son grandes consumidores de petróleo (como Estados Unidos, Brasil y la India) compensaría a la baja los aumentos de la demanda europea.

Rystad pronostica que la demanda de petróleo en 2020 promediaría 89,77 millones de barriles por día, pero en 2021 sería de 97,17 millones, todavía un poco por debajo del promedio de 2019 (cercano a los 100 millones). La demanda de crudo podría recuperarse a finales de 2022, cuando el transporte se haya reactivado por completo.

Al igual que Rystad Energy, la OPEP había revisado a principios de mes la demanda mundial de petróleo en 2020. Apuntó una caída de 8,9 millones de barriles. Como dijimos al principio, el mercado petrolero es opaco e imprevisible, fundamentalmente porque las variables políticas nunca están a la vista.

¿Y por casa?

Pablo Iuliano, vicepresidente de No Convencionales de YPF, dijo a un medio colega del sur que "La opción para Vaca Muerta es el mercado global". A esta altura del partido, no caben dudas de la enorme capacidad técnica de los productores locales. Los desarrollos logrados en particular por YPF y Tecpetrol, superaron las expectativas frente al

CABLES DE ACERO | ESLINGAS | ACCESORIOS

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

IPH

Grosby Distribuidor oficial para Argentina y Brasil

American Petroleum Institute API Monogram, License 9A-0018.

(5411) 4469-8100
www.iphglobal.com

Ivanmet logística internacional

Agentes de Carga / Freight Forwarders
Despachantes de Aduana / Customs Brokers

Servicio punto a punto para el abastecimiento del sector energético argentino

Maipú 859, 3er piso (C1006ACK) Buenos Aires | Argentina
Tel.: 54 11 4313-1206 - 54 11 4311-0784 | Fax: 54 11 4311-0784
Web: www.ivanmet.com.ar | E-mail: ivanmet@ivanmet.com.ar

Miembro de WORLDNET ASSOCIATES
Agentes en todo el mundo

panorama que se planteaba allá por el 2012.

Pero el mercado internacional para Vaca Muerta hoy parece inalcanzable, desde la caída de los precios en 2014 ni la demanda ni los precios repuntan sólidamente. Para la Argentina los mercados están muy lejos y con precios poco atractivos, las dificultades son cada vez mayores. De hecho, casi todas las exportaciones de YPF de GNL se llevaron a cabo con pérdidas sustanciales o, en el mejor de los casos, con algún empate.

El mercado mundial de GNL es muy grande y se espera que continúe en aumento sustituyendo petróleo y carbón, pero también es muy competitivo y complejo. De los 350 miles de millones de m³ exportados durante 2019, Qatar, Australia, Malasia e Indonesia aportan 250. En ese período los principales consumidores fueron Japón con 113 mil millones de m³, seguida por China con 73, Corea del Sur con 60 y muy atrás siguen España, Turquía, Italia y Reino Unido.

Con la oferta en aumento, el precio promedio de GNL para las entregas en agosto en el noreste de Asia (LNG-AS) se ubicó alrededor de US\$ 2,20 por millón de unidades térmicas británicas (MMBtu), precio más o menos estable en los últimos meses. A la caída de la demanda por efectos de la pandemia debe agregarse un

clima cálido, lo que contribuyó a moderar el consumo, sobre todo en Japón y en la India.

En Europa, las entregas de GNL en junio cayeron un 32%, y un 5,6% desde junio de 2019. Papua Nueva Guinea de Exxon Mobil, Abu Dhabi National Oil Co (ADNOC) GNL de Brunei, Nigeria LNG, Pakistan LNG Ltd tienen oferta esperando demandantes. Sakhalin 2 de Rusia está ofreciendo entre US\$ 2,10 y 2,15 por MMBtu. Las plantas de almacenamiento de gas en Europa están en promedio al 80% de su capacidad, según datos de Gas Infrastructure Europe.

De este lado del Atlántico, durante el primer semestre de 2020, los precios del gas natural Henry Hub alcanzaron mínimos históricos. Según la Energy Information Administration (EIA) de los EE.UU., el precio spot mensual promedio registrado en el Henry Hub alcanzó los US\$ 1,81 por MMBtu. Todo por efecto de la pandemia. Sin embargo, la Administración registra el precio mensual real en el Henry Hub más bajo y con un promedio de menos de US\$ 2 / MMBtu en marzo de 2016. y no había pandemia.

Sobre llovido, mojado

Al panorama mundial de precios bajos, debe agregarse que en la cuna del Shale, EE.UU. desde

“Se hizo rentable producir gas a 3 dólares el millón de BTU y hoy, por distintas circunstancias, es posible obtener rentabilidad incluso a 2,4 dólares. Esto le da una ventaja a la Argentina a tener gas natural más barato para la generación de energía para consumo local. Todavía no estamos acá, estamos cerca, pero vamos a llegar”

2015, más de 200 productores de petróleo y gas se declararon en bancarrota sumando pasivos por US\$. 130.000 millones, según informaron Bloomberg y World Oil. Sólo este año, al menos 20 empresas se fueron a pique después de que los precios del petróleo se desplomaran en medio de la pandemia de Covid-19, entre ellas Chesapeake Oil, una de las mayores productoras de Shale y pionera de las formaciones

Marcellus y Eagle Ford. Tras el actual estado de cosas, los inversores norteamericanos, luego de esa experiencia ¿vendrán a invertir en Vaca Muerta?

Precios internos

Un muy reciente trabajo académico elaborado por especialista local, cita un informe de BP 2020 donde afirma que el promedio de los valores del gas en boca de pozo de Henry Hub y Alberta (Canadá) de los últimos 30 años rondó los 3,1 US\$/MMBTU. El mismo autor estima que un valor algo superior cubriría los costos de explotación de este tipo de recurso en Argentina, y podría ser un valor de referencia lógico apuntando al mediano plazo.

El trabajo repasa las políticas de precios aplicadas en los últimos años a través de los distintos “Plan Gas” y resoluciones ad hoc y concluye --en coincidencia con Alejandro Bulgheroni--, que el precio de equilibrio del gas está por debajo de los 3.5 US\$/MMBTU, mientras que los del petróleo crudo tienen un límite de 50 US\$/Barril.

En relación a los precios, Bulgheroni en 2019 dio a La Nación un dato revelador: *“Se hizo rentable producir gas a 3 dólares el millón de BTU y hoy, por distintas circunstancias, es posible obtener rentabilidad incluso a 2,4 dólares. Esto le da una ventaja a*

la Argentina a tener gas natural más barato para la generación de energía para consumo local. Todavía no estamos acá, estamos cerca, pero vamos a llegar”, afirmó.

Los precios difundidos en el informe antes mencionado, están en sintonía con las proyecciones realizadas por Wod Mackenzie y los datos publicados en Carta Energética N°43 de Montamat y Asociados. Allí, en la Nota firmada por Horacio Lazarte, se asegura que que el precio “breakeven” promedio del shale y el tight gas es de 3,55 US\$/MMBTU, aunque el costo promedio del país computando el gas convencional sería de 2,5 US\$/MMBTU.

Con estos datos a la vista, resulta muy difícil pensar que con el actual nivel de demanda mundial y los bajos precios internacionales reinantes, Vaca Muerta tenga oportunidades en el mercado más allá de las que brinda la región.

Como vemos, a pesar del hiperdesarrollo gasífero de la Argentina, Vaca Muerta encuentra un mercado internacional con consumidores lejos, precios bajos y mucha oferta. En este contexto YPF sin renunciar a competir con los grandes jugadores, debería iniciar una revisión de las posibilidades que tiene el GNL en el mercado regional. Resulta evi-

Sigue en página 6

MINDS OF ENGINEERS. PIONEERS AT HEART.

Wintershall y DEA se convierten en Wintershall Dea.
Exploramos y producimos gas y petróleo – en todo el mundo.
Responsable y eficientemente. Ahora avanzamos juntos.
Somos pioneros de corazón, con 245 años de experiencia
en ingeniería de excelencia.

wintershalldea.com



dente que no es suficiente con reglas claras o seguridad jurídica sino que las condiciones para un desarrollo en gran escala de Vaca Muerta, requieren de condiciones y variables que no pueden manejarse independientemente del signo político que gobierne.

Es decir, no se trata sólo de bajar costos u obtener subsidios sino de desarrollar inteligentemente los mercados circundantes, tanto para el gas natural como del GLP. La clave será la producción y exportación de crudo que resulta más fácil de colocar que el GNL que requiere un trabajo de planificación y desarrollo mucho más fino.

En palabras de Iuliano: “Vaca Muerta tiene mucho petróleo y mucho gas para sólo quedarnos con el abastecimiento interno. Tenemos que pensar adónde llegamos con este crudo. Y para llegar a los mercados internacionales, hacer negocios y potenciar la llegada de divisas, volver a equilibrar la balanza comercial y asegurarnos el ingreso de dólares, lo que tenemos que hacer es ser competitivos”.

Hace décadas que se reclama para nuestro país competitividad, “reglas claras”, “seguridad jurídica” como si en el mundo no existiese un omnipotente poder financiero internacional y una invisible división internacional del trabajo que cristaliza *ad eternum* las asimetrías entre países en vías de desarrollo y desarrollados.

Hay una clara contradicción lo que se dice que debería suceder y lo que sucede. Durante el gobierno de Mauricio Macri el país tomó una altísima deuda con muy corto plazo de vencimiento, emitió bonos por US\$ 65.000 millones y tomó del FMI 44.000 millones más al tiempo que el PBI se contraía a un promedio del 2% anual.

A pesar del aumento del ci-

clismo financiero, durante su período de gobierno, la Secretaría de Energía no pudo conseguir US\$ 800 millones para construir un nuevo gasoducto para transportar la producción de Vaca Muerta. O los prestamistas son tontos o hay halgo que no entendemos.

Mientras tanto, el imaginario popular sigue construyendo la idea de que Vaca Muerta es la salvación del país. Pero además del complejo panorama, internacional, la producción no puede sustraerse al complejo jurídico del Estado argentino que establece la prioridad del abastecimiento interno. Desde el Gobierno no se oponen a la exportación de los excedentes. Pero claro, hay allí un punto de tensión, los productores reclaman el privilegio de exportar gas con independencia de la demanda interna y para completar el panorama; piden que los usuarios locales abonen precios internacionales del combustible, lo que resta competitividad frente a los amplios bolsillos y generosos subsidios de las economías desarrolladas.

El gas natural es un insumo necesario y que a precios competitivos contribuye al desarrollo y crecimiento de la economía. Sin precios competitivos de la energía no existe la mínima posibilidad de vencer los subsidios y las barreras arancelarias y paraarancelarias impuestas por los países centrales o los asiáticos con mano de obra barata como China y otros países asiáticos.

Está claro que hay una oportunidad para que el sector privado y el Gobierno acuerden una verdadera alianza que permita al país el desarrollo que se necesita y las empresas la cobertura de un estado que defienda los intereses nacionales. ¿Será esta la oportunidad?

La cifra incluye equipos de perforación, pulling y terminación de YPF

Gutiérrez negocia el arribo de 46 equipos a Vaca Muerta

Gutiérrez dijo que el 2020 cierra con 3000 millones de dólares en inversiones petroleras.

El gobernador Omar Gutiérrez afirmó que está sosteniendo un diálogo con las autoridades de YPF para que a principios del 2021 vuelvan a operar unos 46 equipos de perforación, pulling y terminación en las áreas de Vaca Muerta.

Se trata de parte del acuerdo que el gobierno, el Sindicato del Petróleo y Gas Privado de Neuquén, Río Negro y La Pampa, tejen por estas horas y que tiene una primera escala clave este jueves para empezar a medir la actividad que tendrá Vaca Muerta en los próximos meses.

“Hay un plan secuencial para que todos los equipos de perforación de la compañía que estaban operando antes de la pandemia se reincorporen” a la actividad, dijo el gobernador. “La idea es que para febrero próximo estén operando 46 equipos”, agregó.

A mismo tiempo, el mandatario provincial dijo no tener dudas de que el presidente Alberto Fernández apoya la exportación de hidrocarburos.

Según informó el sitio oficial de la provincia, el mandatario también sostuvo que este año la provincia terminará recibiendo inversiones por 3000 millones de dólares en las áreas de Vaca Muerta. “Se trata de una buena cifra teniendo en cuenta la pandemia por coronavirus que afectó a la actividad en todo el mundo”, dijo el gobernador. Y, como en otras ocasiones, explicó que se necesita “un piso de inversiones de 5.000 millones de dólares por año aunque aspiramos a que sean 10.000 millones”.

El mandatario destacó la importancia de “incrementar el sendero exportador como se ha venido verificando en los últimos meses porque es una manera genuina de ingreso de divisas que van a fortalecer las reservas del Banco Central de la República Argentina (BCRA)”.

En este sentido, explicó que a través del puerto de Bahía Blanca “se pueden llegar a exportar 260 mil barriles de petróleo por día, a lo que hay que sumar lo que se puede exportar a Chile por oleoductos”. En cuanto al gas, expresó que “tenemos que

empezar con los mercados cercanos, como Chile y Uruguay y pensar luego en una planta de licuefacción que nos permita exportar a mercados de ultramar”.

Gutiérrez también destacó la designación del neuquino Darío Martínez como nuevo secretario de Energía de la Nación. “El que hayamos competido electoralmente y que pertenezca a otro partido no significa que nos vamos a estar haciendo zancadillas. Si a él le va bien también le irá bien al país y a Neuquén”, expresó.

Recordó que mañana participará de una reunión con autoridades nacionales, directivos de operadoras y el sindicato petrolero. “Estamos a un paso de acuerdos importantes para la industria que permitirán aumentar la productividad y la eficiencia del sector”, señaló y afirmó que “si bien logramos triplicar la producción desde que comenzó la explotación de Vaca Muerta y el costo promedio de cada pozo bajó de 25 a 9 millones de dólares hay que seguir mejorando para ganar competitividad”.

En cuando al precio sostén para el barril de petróleo, Gutiérrez expresó que “soy un defensor del barril criollo” y recordó que “el presidente Fernández lo tuvo que imponer por decreto ya que había diferencias” entre las empresas. “Ahora que la cotización internacional superó los 45 dólares y hubo un aumento de las naftas el surtidor habrá que ver qué opinan las compañías sobre su continuidad”, comentó.

Sobre el Plan Gas que tiene previsto implementar el gobierno nacional, el gobernador dijo que “permitirá generar un horizonte de confianza y en consecuencia aumentar la producción” y calculó que llevará el precio de venta a unos tres dólares por millón de BTU. “Esto no es un gasto del Estado, sino una inversión. El negocio tiene que ser sustentable porque todavía hay en el país un 50 por ciento de los hogares sin gas natural”.

“Estamos pensando en más concesiones porque no podemos seguir con los recursos durmiendo en el subsuelo; hemos avanzado mucho pero tenemos el desafío de avanzar un nuevo escalón”, señaló.

CONFEDERACIÓN DE ENTIDADES DEL COMERCIO DE HIDROCARBUROS Y AFINES DE LA REPUBLICA ARGENTINA

ENTIDADES ADHERIDAS

A.M.E.N.A. Asociación Mendocina de Expendedores de Nafta y Afines de Mendoza.

C.A.P.E.G.A. Cámara de Comerciantes de Derivados de Petróleo, Garages y Afines de Tucumán.

C.E.C. NEUQUEN Y RIO NEGRO. Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines de Neuquén y Río Negro

C.E.C.A. SAN JUAN. Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines de la Provincia de San Juan.

C.E.C.A. SAN LUIS. Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines de San Luis

C.E.C.A.C.H. Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines del Chaco.

C.E.C.A.E.R. Cámara de Estaciones de Combustibles Anexos de Entre Ríos.

C.E.C.L.A. LA PAMPA. Cámara de Expendedores de Combustibles, Lubricantes y Afines de La Pampa

C.E.C. JUJUY. Cámara Expendedores de Combustibles de Jujuy

C.E.GNC. Cámara de Expendedores de GNC

C.E.P.A.S.E. Cámara de Expendedores de Subproductos del Petróleo y Anexos de Santiago del Estero

C.E.S.A.N.E. Cámara de Estaciones de Servicio y Afines del Nordeste

C.E.S.COR. Cámara de Estaciones de Servicio de Corrientes

C.E.S.E.C.A. Cámara de Estaciones de Servicio Expendedores de Combustibles y Afines de Salta.

F.A.E.N.I. Federación Argentina de Expendedores de Nafta del Interior - Santa Fe

F.E.C.A.C. Federación de Expendedores de Combustibles y Afines del Centro de la República - Córdoba

F.E.C.R.A. Federación de Expendedores de Combustibles de la República Argentina

Av.de Mayo 633 Piso 2 Oficina 12 (1084)
Capital Federal Buenos Aires - Argentina
Telefono: 4342 - 4804 - Fax 4342 - 9394
cecha@cecha.org.ar
www.cecha.org.ar



Mayor oferta y menores precios en el MEGSA

La subasta electrónica realizada por el MEGSA para la provisión de gas natural a CMMESA con destino a la generación de electricidad durante el mes de setiembre arrojó un precio promedio país de 2,46 dólares por millón de BTU en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), y de 2,87 dólares por millón de BTU puesto en el Gran Buenos Aires.

Se trata de precios menores a los del mes pasado, ofertados por productores que operan en las cuencas Neuquina, Austral y del Golfo San Jorge. Agosto había arrojado precios promedio de 2,53 para el PIST y de 3 dólares por MBTU para el gas puesto en el GBA.

El volumen ofrecido en las 40 ofertas presentadas en la subasta totalizó 34.750.000 metros cúbicos día, superando en mucho a las 28 ofertas de agosto, que habían totalizado casi 27 millones de metros cúbicos día (26.680.000).

El mayor número de ofertas (26) fueron presentadas por productores de la Cuenca Neuquina y sumaron un volumen de 26.150.000 metros cúbicos. Le siguieron 11 ofertas desde Tierra del Fuego por 7.400.000 metros cúbicos día, y 3 ofertas desde Santa Cruz, por 1.200.000 metros cúbicos día.

La mayor cantidad de ofertas y del volumen ofrecido a CMMESA, con precios inferiores a los de los dos meses previos permiten suponer el interés de las productoras en asegurarse la colocación de mayores cantidades de gas con destino a la generación de electricidad habida cuenta que en setiembre comienza a descender por razones estacionales la demanda residencial de este insumo.

Mientras, se aguarda por una mejora paulatina de la demanda de gas por parte de las industrias, conforme se vayan recuperando niveles de producción que fueron muy afectados por la pandemia del COVID-19. Estos precios y los volúmenes disponibles en las distintas cuencas para el abasto de gas a las diversas demandas son parte del análisis que realiza el gobierno para terminar de definir el plan de impulso a la producción gasífera convencional y no convencional para el período 2022/2024, que se encuentra en estado avanzado de elaboración.

Para el IAE el nuevo Plan Gas asegura el abastecimiento de las distribuidoras y usinas pero no la demanda total del país

Objetan el Plan Gas y sugieren modificaciones

El Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, (IAE), consideró que “a diferencia de las versiones anteriores del Plan Gas, el nuevo esquema planteado por el gobierno (Gas 2020/2024) no promueve un incremento de la producción de gas natural, y tendría como objetivo mantener los actuales niveles de producción asegurando el abastecimiento de las distribuidoras y usinas pero no la demanda total del país”.

La entidad que encabeza el ex Secretario de Energía Jorge Lapena emitió un documento con “comentarios y sugerencias” de modificaciones al proyecto que el Ministerio de Desarrollo Productivo hizo trascender la semana pasada luego de una reunión con empresas productoras y distribuidoras de gas natural. Se trata de un proyecto susceptible de ajustes, admiten en dicha cartera ministerial, y de hecho persisten los contactos al respecto con el sector empresario.

El IAE refirió, sobre el mecanismo de subasta de gas en bloque de 4 años, que “el sistema propuesto consistiría en subastas diferenciando la demanda base de la del pico estacional de invierno. Si bien el IAE MOSCONI coincide con el criterio de efectuar subastas en bloque, es conveniente alertar sobre algunas cuestiones relevantes relacionadas al diseño e implementación de este proyecto”.

Al respecto sostiene que “el Proyecto oficial omite formular requerimientos de aumento en la productividad que se reflejen en baja de costos de producción que permitan alinear en un plazo mediano los precios domésticos con los del mercado de referencia (Henry Hub), sino que por el contrario los precios internos aumentarán”.

También considera que el proyecto “establece un esquema de precios máximos a valor presente que surgiría luego de descontar los precios futuros ofertados con tasa anual del 10% anual en dólares. Esto implicaría que el precio del gas natural ofertado podría seguir un sendero de precios crecientes en los próximos años”.

“La tasa de descuento de los precios futuros del 10% anual en dólares, si bien podría reflejar la actual coyuntura, perpetúa innecesariamente un sobrecosto que finalmente pagarán los usuarios vía precios o vía subsidios”, señala.

El IAE Mosconi considera que “la producción de gas natural no debería ser objeto de Subsidios a la Oferta. Cuando esto último -por circunstancias extraordinarias- no pueda ser alcanzado, la determinación de los Subsidios a la Oferta debe surgir de una evaluación de los cos-

tos de producción promedio por cuenca, y por otro lado ser aprobados en el Presupuesto Nacional del año correspondiente”.

En este orden el documento sostiene que “el desacople del precio que recibirá la oferta respecto al que pagará la demanda será financiado con fondos públicos cuyo alcance estará definido por la política de subsidios del Estado Nacional”, y a esto se

suma el anuncio de la creación de un Fondo Fiduciario cuyo objetivo sería garantizar el pago de Subsidios a la Oferta y del que no se informa el origen de los fondos”. “Todo lo anterior configura un escenario de mayor discrecionalidad en discrepancia con las premisas del marco regulatorio en relación con la transferencia del precio del gas a tarifa, y al mismo tiempo asumir compro-

misos fiscales indefinidos para un horizonte de 4 años” advierte el IAE, remarcando que “la realidad indica que los precios del gas natural crecientes en moneda extranjera en el marco del Plan Gas 4 que no puedan ser afrontados por los usuarios deberán ser cubiertos con subsidios que en este momento no figuran en ningún presupuesto”. “Existen fuertes interrogantes en torno al

costo fiscal, en particular en un entorno de congelamiento tarifario y alta inflación que generan un aumento en la cuenta de subsidios que financia la brecha entre costos y tarifas y que no para de crecer”. “La aplicación de fondos públicos a subsidios por 4 años debería ser discutido en el Presupuesto Nacional 2021”, insiste el IAE.



ENERGÍA RESPONSABLE

#HoyMásQueSiempre

Mantenemos las operaciones en forma segura y abastecemos de petróleo, gas natural y combustibles para que el país siga en marcha.

Pan American
ENERGY

Energía responsable

PAN-ENERGY.COM

Este año, a pesar de la parálisis generalizada, se volverá a importar Gas Natural Licuado.

Petróleo y gas en un incierto escenario de precios

Por Alberto Fiandesio

Seguramente motivados por la prolongación de la pandemia y su consecuencia, la cuarentena, nos vemos obligados a pensar cómo va a quedar el sector después que se comiencen a mitigar sus efectos. Nocivos, por cierto.

Como se espera un ejercicio de futurismo, siempre difícil y, en este caso, muy difícil, trataremos de fundamentarnos en números que nos permitan llegar a alguna conclusión sin asegurar, desde ya, que la misma sea finalmente confirmada. Y no es que estamos abriendo el paraguas porque no nos dedicamos a esta tarea en nuestra trayectoria y, por lo tanto, tenemos un colchón de equivocaciones disponibles. Y que pensamos utilizar.

Y justamente por ser nuevos en esto es que exploraremos un camino propio, sin injerencias externas más allá de las que surgen de la documentación pública del tema. Suponemos que nuestro objetivo es tratar de determinar, cuál puede ser la situación en nuestro país cuando se calmen las aguas de la pandemia.

Claro que para tratar de entender esto tenemos que saber de dónde veníamos y en verdad no veníamos bien. Por una razón u otra, generalmente la aplicación de políticas herráticas, la Argentina no terminaba de despegar y concretar el potencial en realidad.

Este año, a pesar de la parálisis generalizada, se volverá a importar Gas Natural Licuado. Un verdadero disparate si consideramos las reservas no convencionales que tiene el país. En gas, las segundas en el mundo.

Para el futuro, la primera pregunta que se nos ocurre es: ¿La Argentina: se alineará con los precios internacionales del petróleo? Y la respuesta a esta pregunta es fundamental porque a esta altura es más fácil tratar de estimar el valor internacional del



Gráfico 1

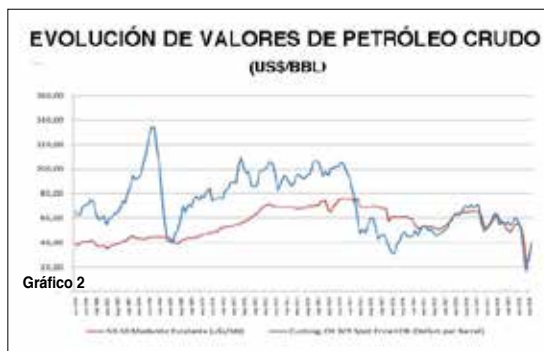


Gráfico 2



Gráfico 3

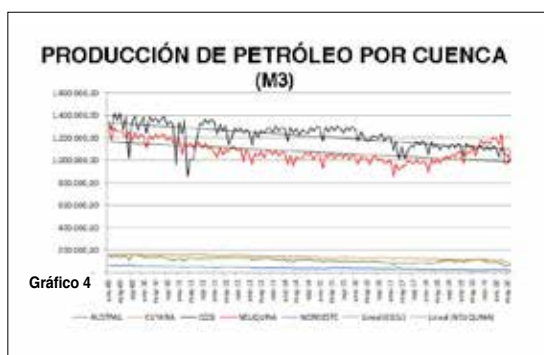


Gráfico 4

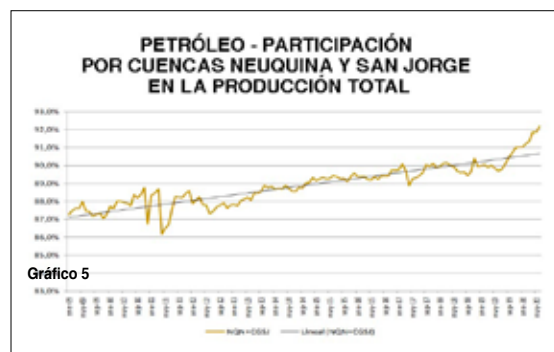


Gráfico 5

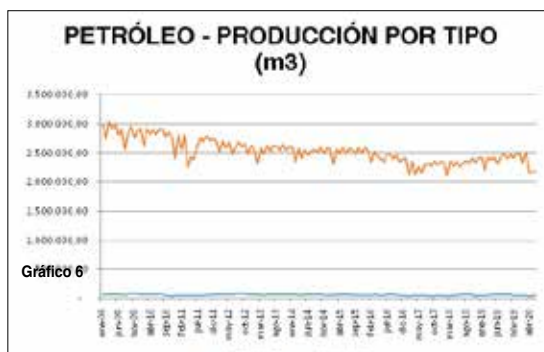


Gráfico 6

petróleo que el local, siempre expuesto a los vaivenes políticos.

Una respuesta que se puede dar a priori es, a nuestro entender, bastante clara: Si triunfan los "reguladores" y el valor del crudo lo va a fijar el Estado (o el Gobierno, si prefieren), el país nunca va a desarrollar su potencial. Esto nos ha pasado desde que se descubrió el petróleo. Pero no aprendemos y dejamos pasar oportunidades valiosas de terminar con este tema de una vez por todas.

Ahora tenemos Vaca Muerta, pero antes tuvimos Loma La Lata (que dejamos pasar sin pena ni gloria), la Cuenca Austral y la del Golfo San Jorge. Y el off-

shore, una verdadera incógnita que, parece, nadie quiere develar. Dicho esto, vamos a suponer que, finalmente, Argentina despierta y se "somete" a lo que pase en los mercados internacionales y promueve un fondo anti-cíclico para mitigar los efectos bruscos de esos mercados. Pero no interviene en el mercado, ni con precios máximos, mínimos o regulados. El productor recibirá lo que el producto vale.

Aclaración: no estamos de acuerdo con la aplicación de impuestos tipo derechos de exportación, pero debemos reconocer que es una atribución del Estado, consagrada en la Constitución Nacional, pero debiera ser

general, sobre todos los productos, sin discriminación por sector y debidamente justificada para ser aprobada en el Congreso Nacional.

Entonces, en supuesto caso que, finalmente, nuestro país se alinee con los precios internacionales, trataremos de determinar qué va a pasar con éstos.

Vamos a utilizar series largas de tiempo de forma tal de disminuir el error estadístico.

Una primera función que se nos ocurre es ver el desarrollo del valor del WTI (West Texas Intermediate) crudo norteamericano, trazador en nuestro país hasta que el Brent lo reemplazó. Y a este desarrollo lo vamos a

comparar con un WTI calculado, mes a mes, indexando el valor base con el IPC USA.

Veamos el gráfico 1 y después comentemos los resultados.

El primer valor de la serie es de enero de 1986 y es igual a 22,93 u\$/bbl.

Estos valores son publicados por el EIA, U.E. Energy Information Administration, en:

https://www.eia.gov/dnav/pet/PET_PRI_SPT_S1_M.htm

La (casi) recta roja es el valor del WTI calculado tomando como base la inflación de USA desde enero de 1986 (IPC=109,6) hasta febrero de 2020 (IPC=259,7).

Los datos del IPC fueron obtenidos en <https://www.stat-bureau.org/es/united-states/cpi-u>

La primera conclusión que es posible obtener de la serie es que desde la base, enero de 1986, hasta nuestros días justo antes de la pandemia, se llega prácticamente al mismo valor por ambos caminos.

Teniendo cuidado con la escala que es un poco engañosa, podemos afirmar que el valor real de 57,52 dólares por barril de enero de 2020, es un 6,6% superior al calculado con la utilización del índice que resultó de 53,98 u\$/bbl.

La segunda conclusión es que, visiblemente, la curva del valor real ha estado mayor parte del tiempo por sobre la calculada. Y esto lo ratifica la recta de tendencia lineal.

Entonces, viendo estos grandes números, tenemos una propensión a creer que el valor futuro del WTI estará en un valor superior a los 60 dólares, siempre y cuando se verifiquen las siguientes condiciones:

Demanda: Se recupere a los valores pre pandemia de cerca de 100 millones de barriles diarios

Oferta: Se logre restablecer el flujo productivo de los países que determinaron un recorte y se re-



HOY SOMOS MÁS

Nuestra energía está llegando a más de dos millones de usuarios, desde Buenos Aires hasta Tierra del Fuego. Millones de usuarios que usan esa energía y la transforman en algo mejor.

f @ in camuzzigas.com.ar

camuzzi
MÁS QUE ENERGÍA

cupere la producción de shale oil en USA

Sabemos que con los “commodities” no es aconsejable hacer este tipo de análisis (lo demuestra la curva en las veces que el “real” se aparta significativamente del “calculado”), pero como las brujas existen, estábamos en un momento en el que el valor actualizado del producto coincidía con el de mercado.

La caída real producida a partir de marzo nos coloca fuertemente por debajo del valor actualizado.

Pero como esto sucedió muchas veces no es para alarmarse.

Decíamos anteriormente si Argentina, finalmente, se iba a alinear con los precios internacionales y para eso, además de nuestra incredulidad, es necesario ver qué ha sucedido en el pasado con este tema.

Mostramos un gráfico comparativo para comenzar el análisis:

En el gráfico 2 se observa claramente el “divorcio” operado entre ambos valores, salvo en los últimos años donde se comenzó un incipiente proceso de acoplamiento.

En realidad, en los últimos meses el proceso se cumplió por la negativa de las empresas a aceptar el “barril criollo” establecido por el Estado en 45 dólares el barril.

A continuación, el crecimiento de los precios internacionales, hizo que, nuevamente, los valores se acercaran.

Los datos básicos para el cálculo de la semisuma entre Escalante y Medanita se obtienen de la página web de la Secretaría de Energía en:

<http://datos.minem.gov.ar/dataset/regalias-de-petroleo-crudo-gas-natural-glp-gasolina-y-condensado>

Conclusión de este segmento.

Con todos los cuidados del caso, se entiende que el precio internacional, y el doméstico si se conserva la tendencia de los últimos años, tenderá al valor previo a la pandemia, con dos cuestiones relevantes:

Que se recupere la demanda, y;
Que la producción no

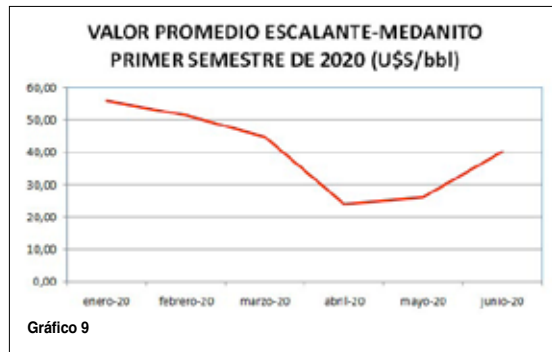
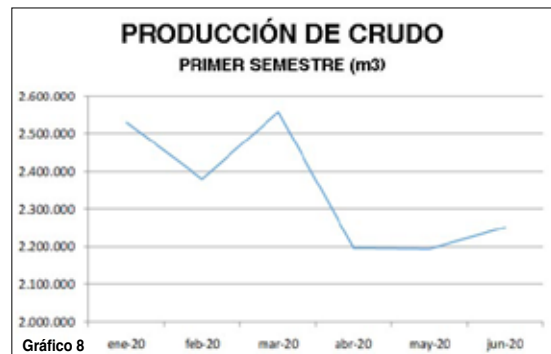
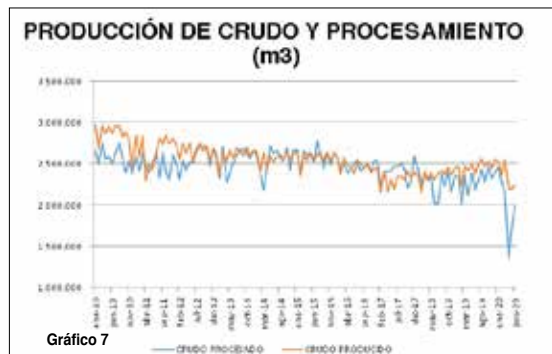


Gráfico 10

Producción de crudo	-2.5%
Producción de gas	-5.7%
Ventas Aerokerosene (m3)	-53.3%
Ventas Fueloil (t)	-22.2%
Gasoil Grado 2 (m3)	-10.7%
Nafta Grado 2 (m3)	-28.2%
Exportaciones totales (u\$S)	-32.2%
Importaciones totales (u\$S)	-42.4%
Exportaciones de crudo (u\$S)	-37.9%
Exportaciones de crudo (m3)	31.8%
Valor exportaciones crudo 2019 (u\$S/bbl)	60.60
Valor exportaciones crudo 2020 (u\$S/bbl)	28.55
Ingreso refinador nafta super (\$/litro)	31.5%
Tipo de cambio (\$/u\$S)	55.5%
Ingreso refinador nafta super (u\$S/litro)	-15.1%
Ingreso refinador gasoil grado 2 (\$/litro)	31.5%
Ingreso refinador gasoil grado 2 (u\$S/litro)	-15.1%



convencional de USA recupere su actividad

En lo que se refiere a la producción en nuestro país veamos un poco la historia.

En una serie mensual de los últimos diez años (Gráfico 3) nos encontramos con la evolución de la producción de crudo a nivel país.

Recordemos que la mayor producción registrada en Argentina es del año 1998, con el WTI a 16 dólares el barril, y fue de 4.160.000 metros cúbicos por mes en promedio.

No sólo estamos muy lejos de eso, sino que venimos en caída permanente como lo demuestra la línea de tendencia lineal.

Si lo vemos por cuenca (Gráfico 4) hay preeminencia de dos cuencas, claramente, sobre las demás. La cuenca neuquina, soportada por la explotación no convencional es, prácticamente, la única que crece a partir del

2018 superando a la Cuenca del Golfo San Jorge.

Es, además, la única cuenca que vuelve a crecer en el mes de junio de 2020.

Que teniendo una cantidad de zonas sedimentarias, solamente dos sean las que prevalecen en la producción, no es bueno para el futuro.

En el gráfico 5, podemos observar esta situación. La participación de Neuquina y CGSJ no sólo es muy elevada sino que a través de 10 años ha crecido de 87% a 92%.

Otro tema a tener en cuenta es la sub-explotación del off-shore.

A esta altura está claro que “no somos Brasil”, pero también que no se han encarado tareas exploratorias de importancia como para determinar que no hay petróleo o gas natural en el mar.

Veamos la historia en el gráfico 6. Disculpas por la escala del

off-shore pero es que, prácticamente, no existe.

La proporción promedio del periodo es de 97,8% para el on-shore y la del último mes de 97,7%. Se mantiene alta e inalterada.

Como conclusión de este segundo segmento expresamos que el camino es:

MAYOR PARTICIPACIÓN DE LAS CUENCAS SUB-EXPLORADAS (Menor inversión y largo tiempo)

MAYOR PARTICIPACIÓN DEL OFF-SHORE (Inversión media y largo tiempo)

INTENSIFICACION DE NO CONVENCIONALES (Inversión intensiva y corto tiempo)

Por último, y brevemente, nos preguntamos: ¿Alcanzará la producción de petróleo para las refineras argentinas?

Como veremos en el gráfico 7, de alguna u otra manera, el país se las arregló para tener

ambas curvas más o menos niveladas en los últimos años. El procesamiento incluye el crudo importado en el periodo ya que lo que pretendemos mostrar son las necesidades de las refineras nacionales.

De todas formas, el crudo importado en los 126 meses involucrados en el análisis fue de 4.844.132 m3. Un 1,6% del total de crudo procesado que fue de 309.475.941 m3.

En el periodo el país produjo 320.968.985 m3.

En definitiva, no se prevén problemas importantes en este segmento.

Por último, haremos un pequeño resumen de lo acontecido en nuestro país como consecuencia de pandemia.

En primer lugar vamos a destacar una acción estatal, con acuerdo provincial y no mucho más, que constituyó la implementación del denominado “barril criollo”.

En ese sentido se estableció un valor de 45 dólares por barril a ser facturado por los productores y pagado por refinadores y sujetos comercializadores, para el crudo tipo Medanita.

Si la cotización del petróleo tipo Brent se mantuviera por encima de ese valor durante diez días consecutivos, se suspende su aplicación y se toma el valor de mercado.

Dos reflexiones. El mercado no acató el valor en forma dócil y el precio del Brent ronda los 45 U\$S/bbl. El promedio simple desde el 10/08 hasta el 21/08 fue de 44,925 u\$S/bbl, aunque el cálculo debe ser un poco más complejo, aplicando un promedio móvil de cinco días.

En cuanto a los números del sector fueron, en el primer semestre los que muestran los gráficos 8 y 9.

Finalmente, en el cuadro 10 mostramos algunos números generales, considerando la variación del primer semestre de 2020 contra igual periodo de 2019.

Y los valores actualizados del WTI hasta el último día hábil en los gráficos 11 y 12.

Publicado por Ing. Alberto Fiandesio en el sitio todohidrocarburos.com.ar

CONSTRUIMOS CRECIMIENTO

Creemos en la excelencia.

Realizamos actividades integradas de ingeniería, construcción y servicios. Nuestra capacidad operativa, experiencia y fuerte compromiso con un desarrollo eficiente y sustentable se reflejan a través de nuestros proyectos.

ENERGÍA | OIL&GAS | SERVICIOS | INFRAESTRUCTURA

sacde

[f](#)
[@](#)
[v](#)
[in](#)

sacde.com.ar

Se perforarán 47 pozos en la primera fase, apuestan por el crecimiento de la producción a largo plazo

ExxonMobil obtiene otra concesión en Vaca Muerta

ExxonMobil ha obtenido una concesión de 35 años para operar otro bloque en Vaca Muerta. El gobierno de Neuquén, comunicó que otorgó a ExxonMobil la concesión de Los Toldos II Oeste. ExxonMobil es el principal operador del bloque, con una participación de 90%, mientras que el 10% restante recae en manos de Gas y Petróleo del Neuquén, petrolera estatal de la provincia.

Entre otras cosas, ExxonMobil se comprometió a perforar y completar dos pozos durante un programa piloto de cuatro años en el bloque de 19.200 acres en la ventana de petróleo volátil con miras a perforar 44 pozos como parte de la transición al desarrollo a gran escala.

Los pozos de prueba tendrán laterales horizontales de 1.200



metros y 20 etapas de fractura, mientras que los 44 pozos subsiguientes tendrán laterales de 3.000 metros y 50 etapas de fractura cada uno, según el comunicado. El programa piloto de ExxonMobil también incluye perforar un pozo en Tordillo, una formación compacta ("tight")

que se encuentra justo debajo de Vaca Muerta. También construirá instalaciones para procesar la producción y adquirir datos sísmicos 3D para Vaca Muerta, informó el Gobierno provincial.

El área de Los Toldos II Oeste es adyacente a Bajo del Choique-La Invernada y Los Toldos I

Sur, los bloques petroleros más productivos de ExxonMobil en el yacimiento que han impulsado el crecimiento de su producción en el país.

La producción total de petróleo de ExxonMobil en Argentina, que se concentra en Vaca Muerta, se disparó más de cuatro veces hasta los 5.510 bd en marzo, antes de una caída a nivel nacional durante el confinamiento por el coronavirus que aún está vigente, desde los 1.227 bd en dicho mes del año anterior, según datos del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, un referente técnico de las actividades vinculadas a las industrias de los hidrocarburos del país. Durante el mismo periodo, su producción de gas aumentó más del doble hasta los 1,8 millones de metros cúbicos diarios desde los 703.000 metros cúbicos diarios, según muestran los datos.

"Voto de confianza"

La decisión de ExxonMobil de pasar a la fase piloto es "un voto de confianza" para el potencial de Vaca Muerta, señaló Omar Gutiérrez, gobernador de la provincia del Neuquén.

El ejecutivo manifestó que el contrato eleva a 39 la cantidad de concesiones a 35 años en los yacimientos no convencionales de la provincia, que representan el 30% de la superficie total dispo-

nible. ExxonMobil comenzó a operar en Vaca Muerta en 2010 y después de que los resultados iniciales mostraran el potencial de crecimiento de la producción, lanzó su primer programa piloto en 2016 en Bajo del Choique-La Invernada, el proyecto más productivo de petróleo en Argentina. En junio de 2019, la compañía se concentró en el desarrollo a gran escala de dicho bloque con planes de perforar 90 pozos y llevar la producción a 55.000 barriles equivalentes de petróleo diarios en 2024.

Sin embargo, la crisis económica y financiera se ha recrudecido en Argentina desde entonces, lo que la ha llevado a incumplir una serie de pagos de bonos este año y a endurecer los controles de capital. La congelación de los precios del diésel y la gasolina en agosto de 2019, todavía en vigor, ha reducido el potencial de ganancias en el yacimiento y amortiguado la inversión.

Aún así, Daniel De Nigris, jefe de operaciones de ExxonMobil en Argentina, ha afirmado que la empresa apuesta por Vaca Muerta para el crecimiento de la producción a largo plazo debido a su calidad geológica.

"Tenemos un reservorio de clase mundial y estamos logrando niveles de productividad que pueden competir con los mejores pozos de las cuencas estadounidenses", señaló De Nigris en un seminario de energía en noviembre del año pasado.

El Gobierno busca reactivar la inversión en Vaca Muerta, aunque para ello tenga que suspender el impuesto del 8% a las exportaciones de crudo. El plan sobre la mesa comprende el establecimiento de un precio de referencia de 45 USD/b sobre las ventas nacionales de petróleo y el diseño de un programa de incentivos para la producción y exportación de gas que se implementará en septiembre u octubre.

GeoPark capacita en "control de pozos" a futuros ingenieros

Con la misión de "Crear Valor y Retribuir" GeoPark brindó una nueva capacitación online dirigida principalmente a estudiantes de la carrera de Ingeniería en Petróleo de la Universidad Nacional del Comahue, de la provincia de Neuquén y miembros activos del Capítulo Estudiantil de la SPE, y otros invitados que se unieron a la videollamada.

La actividad convocó a más de 150 estudiantes y profesionales de diferentes universidades y países de Latinoamérica (Argentina, Bolivia, Colombia, Venezuela) quienes se interiorizaron sobre cómo GeoPark realiza sus operaciones.

En esta tercera actividad, el Ingeniero de Perforación, Terminación y Workover de GeoPark, Andrés Vilaró, brindó una charla sobre "Control de Pozos". Recorrió un amplio temario que incluyó conceptos de presión; causas, señales y métodos de control de las surgencias; procedimientos de cierre; operaciones inusuales; equipamiento de control; y prevención.

El profesional de GeoPark también compartió ejemplos de casos reales sobre la temática.

Desde la Comisión Directiva de la SPE Comahue Student Chapter, Karen Quidel destacó la importancia y valor que el ciclo de GeoPark brinda a los jóvenes estudiantes. "Tener la oportunidad de escuchar a experimentados profesionales nos permite comprender y asimilar muchos de los conceptos que vemos en nuestras carreras", señaló. En el marco de su estrategia de sustentabilidad, GeoPark impulsa proyectos y actividades educativas en las comunidades vecinas a sus operaciones, con el compromiso de convertirse en el vecino y aliado preferido a partir de una relación sustentable de aprendizaje y beneficio mutuo.

GeoPark es una compañía independiente líder en Latinoamérica en exploración, operación y consolidación de hidrocarburos con plataformas y activos de crecimiento en Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador y Perú.

La compañía impulsa programas de inversión social sostenibles y articulados con el Estado, autoridades locales y comunidades, con el fin de propiciar cambios favorables en los entornos en los que actúa.

inca

EL COMPLEJO INDUSTRIAL QUE FABRICA, PROVEE Y EJECUTA GRANDES MONTAJES DE AISLACIÓN

Florida 274 2º piso. C.A.B.A
(011) 4326-0062

Ruta 7 Km 70 Lujan
(02323) 420422

www.incaaislaciones.com.ar

Andamios




Certificado de conformidad
INTI N° 67-31300

Este producto está certificado bajo las normas:
UNE-EN 12810-1
UNE-EN 12811-1

Aislaciones Térmicas





Somos fabricantes de Lana Mineral con certificación ISO 9001 2015

- Lana mineral
- Poliestireno
- Poliuretano
- Perlita expandida
- Foam glass
- Fire proofing
- Panelería modular
- Colchonetas desmontables
- Spray de lana mineral

El aislamiento social y la retracción de la demanda derrumbaron el consumo de los combustibles líquidos

CECHA informó altibajos en la demanda de julio

Si bien para el mercado minorista del expendio de combustibles lo peor del impacto de la pandemia de Covid-19 parece haber quedado atrás, dada la recuperación de volúmenes durante mayo y junio (luego del impacto negativo en marzo y abril), los datos de julio muestran un freno en esa recuperación, con caída del expendio de gasoil y crecimiento casi nulo en el expendio de naftas, informó la cámara CECHA.

En el caso del expendio de gasoil, cuyo volumen había caído 28.1% entre febrero y abril, se produjo una recuperación del 18.8% durante mayo y junio, pero en julio tuvo una caída del 1.3% totalizando entonces una recuperación del 17.3% des-



de del mínimo registrado en abril, y queda todavía 15.6% por debajo del nivel de ventas de febrero.

En el caso de las naftas, luego de la caída del 67.4% entre feb-

rero y abril, el volumen se recuperó 81.7% en mayo y junio, y sólo 0.8% adicional durante julio, totalizando entonces una recuperación del 83.1% desde el míni-

mo registrado en abril, quedando todavía 40.3% por debajo del nivel registrado en febrero. De esta manera, el volumen total de ventas de combustibles líquidos en el mercado minorista, luego de caer 47.4% entre febrero y abril, se recuperó 37.9% en mayo y junio, y cayó 0.5% en julio, totalizando una recuperación del 37.3% desde el mínimo registrado en abril. Se ubica todavía 27.7% debajo del volumen de febrero.

Sólo cuatro provincias han recuperado más del 60% del volumen perdido como consecuencia del Covid-19: Tucumán (82.5%), Tierra del Fuego (77.1%), San Juan (69.3%) y Misiones (63.2%). Otras seis provincias han recuperado más del 50%:

Chubut (56.7%), Santa Cruz (55.3%), Corrientes (55.1%), Formosa (54.1%), Mendoza (50.8%) y Salta (50.1%).

Por lo tanto, 14 de las 24 jurisdicciones todavía no han recuperado ni siquiera la mitad del volumen de ventas perdido como consecuencia del impacto de la pandemia, en especial Chaco (3.7%), Jujuy (11.6%) y Catamarca (11.8%).

Esta evolución pone en duda ciertas expectativas que existían en el sector de recuperar los volúmenes previos al Covid-19 durante el mes de octubre de este año. Sobre todo considerando la expansión que esta teniendo la pandemia en varias provincias en las últimas semanas.

El ENARGAS busca que las terminales produzcan vehículos con GNC de fábrica

La novedad fue anunciada durante una reunión con expendedores que comercializan el combustible gaseoso. También se avanza en la conformación de corredores nacionales para abastecer a camiones y colectivos.

La iniciativa propone reeditar una fórmula que fuera exitosa durante la década anterior cuando algunos modelos salían de fábrica convertidos a GNC.

El Gobierno está firmemente decidido a impulsar el uso del gas vehicular en todas sus modalidades, ya sea como GNC o GNL. La intención es reducir la dependencia de los combustibles líquidos para disminuir el déficit energético y el perjuicio medioambiental que provoca su uso.

En este sentido, funcionarios del ENARGAS revelaron durante una reunión de la Comisión de Usuarios Estaciones de Servicio de GNC, de la que participan expendedores de distintas entidades empresarias, que se está gestionando con las automotrices para que vuelvan a lanzar vehículos 0km con gas de fábrica.

La iniciativa se propone reeditar una fórmula que fuera exitosa durante la década anterior, cuando algunos modelos salían de las terminales provistas de su equipo de conversión. Esto implicaba además de la garantía original, el respaldo de la industria al desarrollo del GNC.

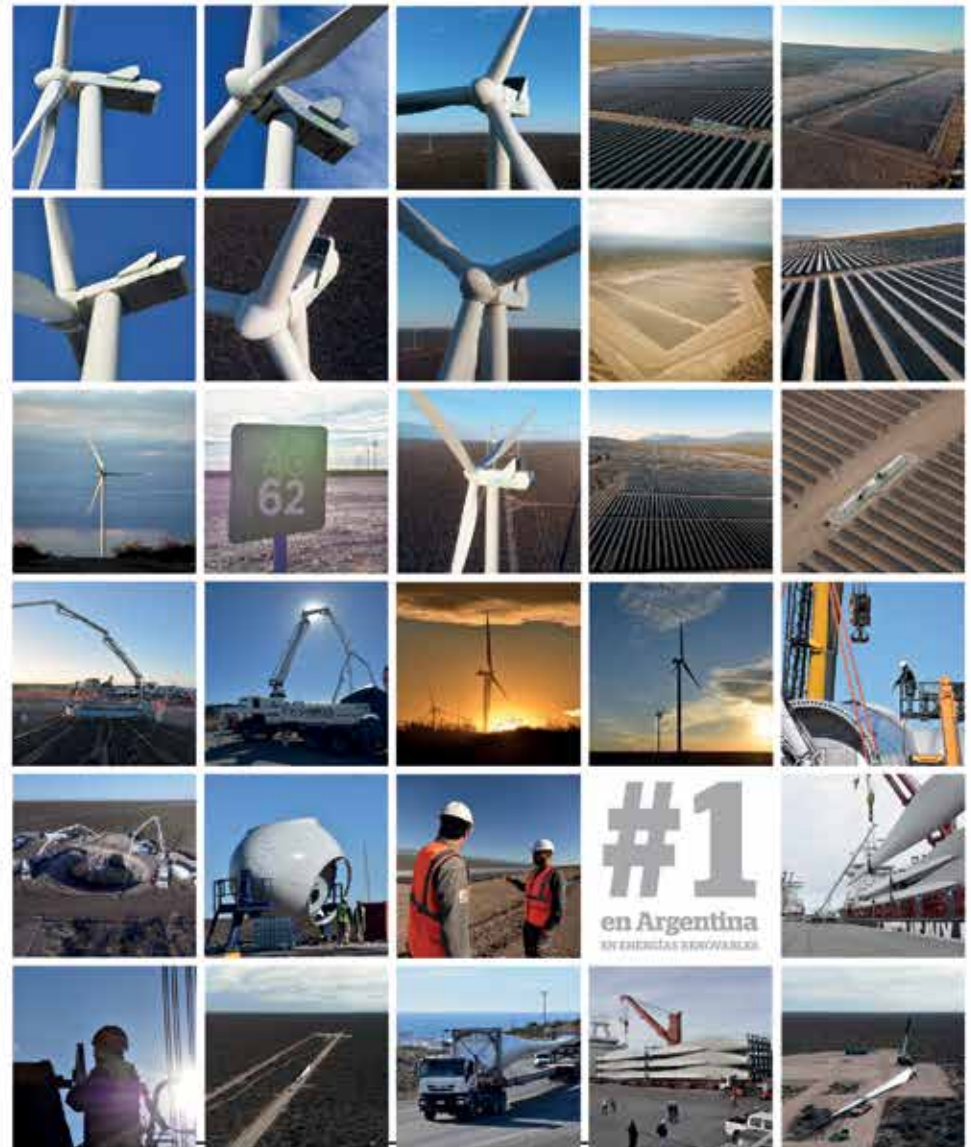
Durante el encuentro, que se realiza cada 15 días con la intención de debatir aspectos técnicos de la actividad, los representantes del organismo anunciaron que prontamente se lanzará a consideración la modificación de la NAG 418, con el objetivo de actualizar la modalidad de expendio en estaciones de carga, fundamentalmente en lo que respecta al abastecimiento de grandes rodados.

Según precisaron desde el Ente Regulador, también se oficializará el recorrido de los corredores "verde y azul", que definirá las ubicaciones en donde se dispondrán las bocas que expenderán el gas en sus dos variedades. Adelantaron además, que están trabajando para que los usuarios que deban renovar sus obleas habilitantes o aquellos que deseen incorporar un equipamiento de conversión a GNC, puedan realizar el trámite, hoy restringido a los considerados "esenciales" para desarrollar actividades durante la pandemia.

Los responsables del organismo finalmente, ofrecieron a los empresarios recibir informes de todas aquellas estaciones con problemas económicos y analizar cada caso en particular, para gestionar la asistencia de Estado de manera de garantizar el normal desarrollo de sus negocios.

GENNEIA

EL FUTURO YA ES PRESENTE.



Somos la compañía líder en energías renovables en Argentina. Generamos más del 30% de la energía eólica nacional. Operamos 7 parques eólicos, 1 parque solar y tenemos 3 proyectos en construcción. Invertimos + de 1200 millones de dólares en renovables. Desarrollamos el emprendimiento eólico más grande del país: el Parque Eólico Madryn, de 222 MW de potencia. Genneia. 700 MW instalados. Energía limpia para abastecer a 900 mil hogares y reducir en 1,3 millones de toneladas las emisiones de carbono. Estamos en constante generación.

Los “emprendedores” pinchaban ductos, refinaban y vendían gasoil a productores agropecuarios y transportistas

Robaban petróleo de un poliducto de YPF

Unas 21 personas fueron detenidas luego de 39 allanamientos realizados en distintas zonas del conurbano bonaerense y del interior del país en el marco de una causa que investiga a una organización criminal que robaba petróleo de un oleoducto de la empresa estatal YPF, lo refinaba en destilerías clandestinas y luego lo vendía como combustible a estaciones de servicio, informaron fuentes judiciales.

Los procedimientos, realizados de forma simultánea, fueron ordenados por el juez federal 2 de Lomas de Zamora, Juan Pablo Auge, a pedido de la fiscal Cecilia Incardona, quien tiene a su cargo la investigación de la maniobra ilícita.

Voceros judiciales informaron que las personas fueron detenidas por efectivos de distintas divisiones de la Policía Federal Argentina (PFA) en allanamientos realizados en distintos puntos del conurbano bonaerense y en las localidades de Olavarría, Azul y Villa Ramallo de la provincia de Buenos Aires.

Los operativos también fueron llevados a cabo en la ciudad de San Lorenzo de la provincia de Santa Fe, en la localidad rionegrina de General Roca y en Neuquén, según informó la página web del Ministerio Públi-



co Fiscal. La causa, iniciada en octubre del año pasado, investiga el accionar de una organización criminal que se apoderaba ilegalmente de petróleo propiedad del Estado nacional y contaba con una compleja estructura comercial para destilar y refinar el crudo, y finalmente insertar los productos derivados en el mercado formal e informal.

Las pruebas recolectadas permitieron determinar que en febrero pasado la banda extrajo petróleo mediante punciones a un oleoducto de la empresa es-

tatal YPF, en la localidad bonaerense de Coronel Dorrego, para lo cual los miembros se habrían alojado previamente en la ciudad de Bahía Blanca.

Fuentes judiciales indicaron que para extraer el crudo del oleoducto –que transporta el petróleo desde Puerto Rosales, en Bahía Blanca, hacia la refinería ubicada en el partido bonaerense de Ensenada–, los miembros de la organización realizaban perforaciones y, mediante un sistema de bypass, lo vertían en piletones realizados en la tierra.

Posteriormente era cargado con mangueras en camiones cisterna que, en algunos casos, luego lo trasladaban a una planta clandestina ubicada en la localidad bonaerense de Valentín Alsina –que vierte sus desechos en la Cuenca Matanza-Riachuelo– donde era destilado y refinado, para luego venderlo a estaciones de servicio sin bandera, según indicaron los mismos voceros con-

sultados.

Lo llamativo es que las terminales no hayan detectado las pérdidas de caudal. En la industria, los oleoductos son monitoreados permanentemente por sistemas que detectan el flujo, la temperatura y/o la velocidad.

Por un lado, las empresas realizan diariamente un balance volumétrico y por otro controlan las variaciones de presión. Si el caudal se acelera es una señal que podría existir una anomalía y ante esa situación se revisa el proceso.

De acuerdo a las escuchas realizadas por los investigadores, se pudo establecer que para tal maniobra utilizaron tres camiones cisterna y cuatro choferes, y realizaron un circuito que permitía realizar dos cargas de petróleo a dos vehículos por noche.

En tanto, el tercer camión regresaba para descargar el petróleo en las plantas de refinamiento investigadas, mientras que to-

das las operaciones comenzaban durante la tarde-noche y culminaban cerca de las 6 de la mañana del día siguiente, para que los miembros evitaran ser vistos.

A mediados de febrero se realizaron más de 30 allanamientos entre las provincias de Buenos Aires, La Pampa, Neuquén y Santa Fe.

La organización habría realizado un bypass en el oleoducto en cercanías de Bahía Blanca de donde extraía el crudo y lo almacenaba en piletones construidos en la tierra.

Al parecer, el proceso delictivo consistía en extraer el crudo, refinarlos en las destilerías clandestinas y venderlo como combustible en estaciones de servicio “sin bandera” y a productores agropecuarios.

El desfaldo rondaría los USD 5 millones y el perjuicio podría alcanzar a otras operadoras. Si bien la línea de transporte es propiedad de YPF, existen en los 584 kilómetros de extensión terminales de transferencias hacia otras refinerías.

La Terminal de Brandsen se encuentra a 521 Kilómetros de Puerto Rosales y tiene una capacidad nominal de 60.000 m³. Desde allí sale un oleoducto con una capacidad de transporte de 10.865 m³/d para la destilería de Campana; y en la cabecera de La Plata se termina derivando crudo a las refinerías de Dock Sud.

De acuerdo a la Fiscalía Federal 2 de Lomas de Zamora, los integrantes de la banda tenían “un alto rédito económico, no sólo sorteando todas las exigencias y controles estatales, sino también construyendo con sus maniobras un circuito económico y comercial completamente ilegal”, y que además “habrían realizado acciones que dañan el medio ambiente de manera ostensible”.

Durante los allanamientos, además de las detenciones, se secuestraron herramientas para la punción de los oleoductos, dinero en efectivo, teléfonos celulares, camiones en los que se transportaba el crudo y automóviles, varios de ellos de alta gama.

CASTELLI & ASOCIADOS
MARCAS Y PATENTES

- MARCAS y PATENTES
- DISEÑOS y MODELOS INDUSTRIALES
- PROPIEDAD INTELECTUAL

Buenos Aires: Paraguay 635, Piso 5° C - C1057AAG - C.A.B.A.
(011 - 5032 3704 / 4893-1002 / 15 3951-2620)
Córdoba: San Jerónimo 275, Piso 7° OF. "5" (0351 - 4219637 / 4282390)
www.castelliasociados.com.ar castelliasociados@ipianmail.com.ar

Suscribase

Energía&Negocios

4371-6019 / 4371-6107

info@energiaynegocios.com.ar

PALEO HNOS

Más de 50 años transportando líquidos a granel

- Transporte internacional en todo el MERCOSUR.
- Seguimiento permanente a través de despachantes, exportadores, importadores y agentes de frontera.
- Representantes en Buenos Aires, Santiago de Chile, Porto Alegre, Asunción del Paraguay y todos los pasos de frontera del Uruguay.



Teniente Galeano 2366/76 Tel: (598 2) 512 1044 - Montevideo, Uruguay

Un documento que muestra el compromiso de la empresa con el desarrollo social, ambiental y económico

Camuzzi presenta su primer reporte de sustentabilidad

Camuzzi anuncia el lanzamiento de su primer reporte de sustentabilidad, un documento que refleja la huella que ha dejado la compañía durante el 2019 a través de la generación de valor económico, social y ambiental en las siete provincias en donde distribuye gas natural a sus más de 2 millones de usuarios.

El reporte, disponible para ser descargado desde el sitio web www.camuzzigas.com, recorre la estrategia de sustentabilidad de la Distribuidora, que tiene entre sus objetivos contribuir con las comunidades en donde opera, crear futuro a través de la educación y la formación de habilidades para el empleo, fortalecer la cadena de valor, integrar los principios de responsabilidad social en la toma de decisiones y brindar un servicio de calidad cuidando el medio ambiente.

Entre los principales resultados reportados, se destacan: la distribución de más de 10.000 millones de m³ de gas natural (cifra que representa más del 20% del volumen de gas entregado en toda la Argentina durante el año), inversiones en obras de expansión de la infraestructura y seguridad por más de \$2.400.000 y con proveedores locales, la formación y capacitación de más de 10.500 chicos bajo el programa “Más cerca de nuestro futuro”, el ahorro de 56 toneladas de papel gracias a la generación de 950.000 documentos mensuales en formato digital, y el cumplimiento del 100% de los indicadores de calidad de servicio y de protección ambiental estipulados por el ENARGAS, entre otros.

“Estamos muy orgullosos de presentar nuestro primer reporte de sustentabilidad, que resume nuestro esfuerzo por adoptar un papel transformador ante los nuevos modelos de negocio, renovando nuestro compromiso con los 10 principios del Pacto Global y apalancando el desarrollo social, ambiental y económico de forma equilibrada, responsable y sustentable. Alcanzar nuevos hitos, como este Reporte de Sustentabilidad, no significa haber cumplido la meta trazada. Por el contrario, nos obliga a seguir impulsando mejoras y eficiencias en todos nuestros procesos” afirmó Maria Tettamanti, Directora General del Camuzzi.

La información reportada se confeccionó a partir de la definición e identificación de 22 temas claves que hacen a la materialidad de la compañía, organizados según las dimensiones del impacto de TRIPLE BOTTOM LINE (económico, social y ambiental), en línea con los

estándares del Global Reporting Initiative (GRI), de gran reconocimiento internacional y de los más utilizados hoy por las empresas en el mundo para reportar su gestión sustentable.

Los aspectos ponderados como relevantes fueron los siguientes:

- En el plano económico: “Integridad y Compliance”; “Gestión moderna y eficiente”; “Sistema integrado de seguridad”; “Impronta regional”; “Producción y consumo responsables”; “Gestión basada

en la Sustentabilidad”; “Entorno de trabajo estable y seguro”; “Calidad de vida de los colaboradores”; “Capacitación, desarrollo y crecimiento profesional”; “Voluntariado social y ambiental”; “Promoción de la Diversidad e Igualdad de Género”; “Libertad de asociación y diálogo”; “Fortalecimiento de la cadena de valor”; “Trabajo decente y crecimiento económico” y “Respeto de los Derechos Humanos”.

- En el plano social: el “Desarrollo comunitario regional

y local”; “la Educación”; la “Promoción cultural” y el “Acceso a servicios energéticos”.

- En el plano ambiental, la operación bajo un “Sistema integrado de gestión ambiental”; el “uso responsable de los recursos” y la “movilidad sustentable”.

Camuzzi entiende la responsabilidad social como un proceso de mejora continua y un compromiso a largo plazo que debe sustentar la construcción de relaciones de confianza y diálogo con los públicos

de interés, como así también la gestión responsable de los impactos sociales y ambientales.

Esta responsabilidad social se encuadra en la propia actividad de la Distribuidora, proveyendo un servicio con altos estándares de seguridad, calidad y cuidado ambiental; fundamental para el desarrollo de las 305 ciudades del país en donde está presente y de gran importancia para el despliegue del potencial comunitario, de las organizaciones, empresas y gobiernos.



SOLUCIONES PARA EL FUTURO

MÁS DE 30 AÑOS BRINDANDO SOLUCIONES INNOVADORAS EN GENERACIÓN DE ENERGÍA Y COMPRESIÓN DE GAS.

Estamos preparados para nuevos desafíos.



SECCO
www.secco.com.ar

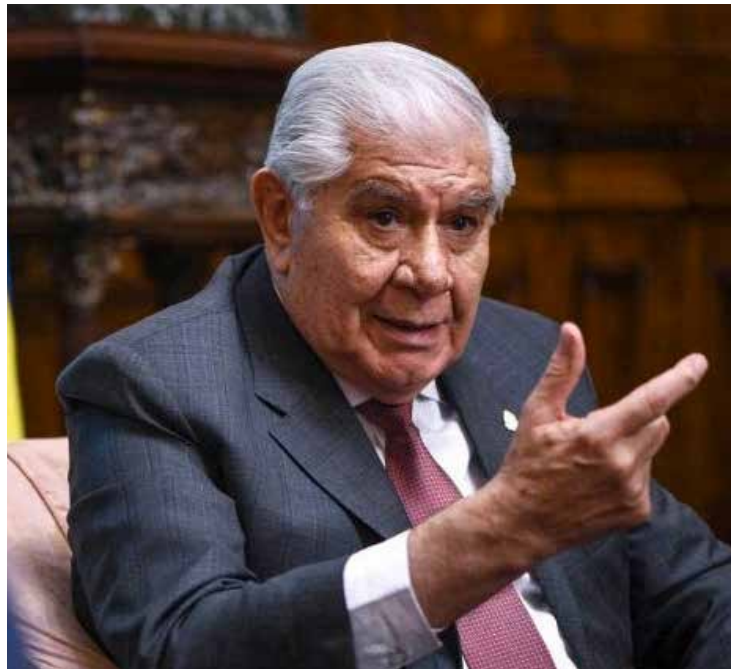
Exhortaron a los gremios a trabajar conjuntamente para “readaptar y repensar” los esquemas productivos

CEPH pide readaptar esquemas y convenios petroleros

Las empresas productoras de petróleo y gas integrantes de la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos (CEPH) exhortaron a los gremios que nuclean a los trabajadores petroleros (de base y jerárquicos) a trabajar conjuntamente para “readaptar y repensar” los esquemas productivos y los convenios laborales vigentes para “hacer sustentable a la actividad” en el actual contexto internacional al que califican de crítico.

El pronunciamiento de los empresarios se produjo en el marco de un conflicto que puede escalar en los próximos días ante reclamos salariales formulados por los sindicatos, y la resistencia a la reformulación al menos parcial de los convenios de la actividad.

La CEPH comunicó su posición señalando que “promovemos y acompañamos el camino de diálogo entre todos los actores de la industria para llegar a un pronto acuerdo en la búsqueda de soluciones, ahorros y eficiencias en un sector que está atravesando uno de los momentos



más difíciles de su historia”.

“El contexto actual necesita del compromiso, colaboración y la apertura de todos los sectores (empresas, gobiernos y trabajadores) para que el sector y Vaca Muerta puedan alcanzar su máximo potencial”, remarcó la entidad.

Esta industria ya venía a los tumbos en la Argentina pre pandemia, con problemas para el financiamiento de inversiones, precios internacionales muy bajos, menores niveles de producción, y suspensiones progresivas de trabajadores.

El nuevo gobierno procuró

preservar actividad y puestos de trabajo aplicando el esquema del denominado Barril Criollo (U\$ 45 el barril) para el crudo local entre productoras y refinadoras. De paso, mejorar los ingresos por regalías a las provincias.

La llegada de la pandemia del Covid-19 terminó de complicar todo, y ahora se procura retomar la actividad en un contexto de lenta recuperación del precio internacional del petróleo, que está lejos de consolidarse.

Lo mismo para el precio del gas natural convencional, y menos para el no convencional de Vaca Muerta. Por ello, el gobierno nacional procura definir un Plan Gas por cuatro años articulando precios, subsidios, inversiones, producción por cuencas, y empleos.

Los trascendidos acerca de cambios en las condiciones laborales y salariales promovidos por las empresas de toda la cadena industrial petrolera puso en tensión la relación con los gremios y el planteo de paro total de actividades.

El dirigente Guillermo Peyra del Sindicato del Petróleo y el Gas Privado de Neuquén, Río Negro y La Pampa, se pronunció dispuesto al diálogo pero reclama que sea en el marco de negociaciones paritarias. “No pueden venir con imposiciones”, enfatizó.

La CEPH -integrada entre otras por YPF, Chevron, PAE, CGC, Exxon, Tecpetrol, Pluspetrol, Pampa Energía, Wintershall- señala que “estamos atravesando una de las peores crisis a nivel mundial; en este contexto es donde debemos proteger más que nunca nuestros recursos, que son esenciales para el país, y que, en un escenario de plena actividad, generan inversiones y cientos de miles de puestos de trabajo”.

“Tenemos que readaptarnos y repensar nuestros esquemas productivos, como así también los convenios de trabajo vigentes, que fueron diseñados de acuerdo a un contexto de actividad plena,

otros precios del crudo (tanto internacionales como a nivel local) y otras condiciones de acceso a financiamiento para este tipo de inversiones”, puntualizó la Cámara empresaria.

Este resultado del trabajo conjunto tiene como objetivo hacer sustentable a nuestra actividad, mitigando los efectos adversos provocados por las constantes fluctuaciones de la industria a nivel mundial.

Con relación a las posibilidades de desarrollar los yacimientos de Vaca Muerta, las compañías señalan que “se necesita modelos que incentiven la productividad y generen mayor eficiencia. Pero también necesita del entendimiento y del compromiso de todos los actores”.

Al respecto cabe referir que en 2018 se acordó con los sindicatos una Adenda al convenio colectivo vigente, específica para Vaca Muerta, con resultados parciales. El desarrollo de la actividad, convencional y no convencional, es hoy más complicado y la paz social está en tensión.

La CEPH puntualizó además que “es importante resaltar que para que Vaca Muerta desarrolle todo su potencial, es necesario acceder a fuentes de financiamiento externo a fin de financiar estos proyectos de inversión. Y, en este sentido, competimos con otros proyectos a nivel mundial para acceder a ese financiamiento”.

“Si juntos, las empresas productoras, las empresas de servicios, los Sindicatos, los Gobiernos (Nación y provinciales) y las Pymes logramos los consensos para integrar esta cadena de valor, no sólo consolidaremos lo que hemos logrado en Vaca Muerta en los últimos ocho años en materia de inversión, generación de empleo y desarrollo local, sino que, finalmente, la región se transformará en uno de los motores de la economía nacional”, plantean desde la CEPH.



PATIOS DE LERMA
HOTEL
SALTA - ARGENTINA





SERVICIOS: TV LCD, SPLIT FRIO-CALOR, CAJA DE SEGURIDAD ELECTRONICA
Wi-Fi EN HABITACIONES, SPA, TERRAZA CON HIDROMASAJE, RESTAURANTE Y CONFITERIA
TARIFAS CORPORATIVAS

AMEGHINO 655 - SALTA - ARGENTINA - TEL: (+54 0387) 4320500, FAX: (+54 0387) 4317771
INFO@PATIOSDELERMA.COM.AR - WWW.PATIOSDELERMA.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

En CABA y el Conurbano se registró un aumento tanto en el área de Edesur (3,6%) como en la de Edenor (5,6%)

La demanda de electricidad subió 1,2% en julio empujada por el consumo residencial

La demanda de energía eléctrica subió en julio último 1,2% promedio país en comparación con el mismo período del año pasado con una fuerte incidencia en el consumo residencial, en un contexto de temperaturas inferiores a las de julio de 2019, y ahora en plena cuarentena por la pandemia del Covid-19, informó la fundación Fundelec.

En julio, el consumo de electricidad en Capital Federal y el Conurbano bonaerense registró un aumento tanto en el área a cargo de Edesur (3,6%) como en la de Edenor (5,6%), aunque en el resto del país mostró un leve ascenso general de 0,6%, según datos provisorios de CAMMESA.

El informe destacó que aunque hubo una importante caída en la demanda industrial y comercial, el ascenso mencionado fue posible porque el incremento del consumo hogareño fue mucho mayor a esas caídas.

Así, luego de las bajas de abril (-11,5%) y mayo (-7,6%) y de la leve suba en junio (0,9%), la suba anotada en julio de 2020 es relevante ya que se comparó con un mes de alto consumo (julio 2019) y se ubicó como el sexto consumo más importante de la historia. A pesar de esta suba, entre enero y julio de 2020 el consumo eléctrico acumula una caída de 0,4%.

En julio de 2020, la demanda neta total del MEM fue de 12.178,4 GWh; mientras que, en el mismo mes de 2019, había sido de 12.029,4 GWh. Por lo tanto, la comparación interanual evidencia el ascenso de 1,2%.

Asimismo, existió un crecimiento intermensual que llegó al 13,3%, respecto de junio de 2020, cuando había registrado una demanda de 10.748,5 GWh.

Según los datos de CAMMESA se puede discriminar que, del consumo total de este mes, el 54% (6.607,8 GWh) pertenece a la demanda residencial, mientras que el sector comercial representó 24% (2.930,9 GWh) y el industrial 22% (2.639,7 GWh). También, en comparación interanual, la demanda residencial ascendió 13,7%, la comercial cayó 7,3%, mientras que la industrial bajó 3,1%.

La coyuntura hizo que la máxima demanda de potencia de este mes quedara a menos de 2.000 MW del record histórico y a poco más de la mitad de la potencia instalada que informa CAMMESA: 23.559 MW es el máximo consumo de potencia de julio, contra 26.320 MW de febrero de 2018 y 40.139 MW de potencia instalada.

La demanda eléctrica registra en los últimos doce meses (incluido julio de 2020) 3 meses de baja (agosto de 2019, -2,1%; abril de 2020, -11,5%; y mayo de 2020,

-7,6%) y 9 meses de suba (septiembre de 2019, 4,5%; octubre 5%; noviembre 5%; diciembre de 2019, 3,3%; enero de 2020, 2,3%; febrero 1,3%; marzo de 2020, 9,3%; junio 0,9%; julio de 2020, 1,2%.

Consumo regional

En cuanto al consumo por provincia, en julio, fueron 17 las provincias y empresas que marcaron ascensos: Misiones (16%), Catamarca (11%), San Luis y La Rioja (8%), EDELAP, EDEN y San Juan (6%), Santiago del Estero y EDES (5%), Tucumán (4%), Córdoba (3%), Entre Ríos y Salta (2%), Formosa y EDEA (1%), entre otros.

En tanto, 10 provincias presentaron descensos: Chubut (-18%), Corrientes (-4%), Río Negro, Neuquén y Mendoza (-3%), Chaco, Jujuy, La Pampa y Santa Cruz (-1%) y Santa Fe (-0,2%). En BAS -todo el interior de la provincia de Buenos Aires (incluyendo La Plata y sin contar el AMBA)- la demanda subió 4,4%.

En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de jurisdicción nacional (Capital y GBA), demandaron 36% del consumo total del país, y tuvieron un ascenso conjunto de 4,7% -con el mencionado crecimiento de 3,6% para Edesur, y 5,6% para Edenor, mientras que en el resto del MEM existió un crecimiento de 0,6%, según datos de la CAMMESA.

La temperatura media de julio fue de 10,9 °C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue 11,7 °C, y la histórica del mes es de 11,1 °C.

La producción de electricidad acompañó a la demanda, la generación local creció hasta los 12.214 GWh (contra 12.324 GWh registrados en julio de 2019). La participación de la importación de electricidad sigue siendo baja, aunque presentó un crecimiento. Se importaron 476 GWh para julio de 2020, prácticamente de origen renovable y de excedentes hidráulicos, concentrada en días de alta exigencia.

La generación térmica y la hidráulica son las principales fuentes utilizadas para satisfacer la demanda, destacándose además el crecimiento en la participación de las energías renovables superior a la energía nuclear.

La generación hidráulica se ubicó en 3.547 GWh en julio de 2020 contra 3.103 GWh en el mismo periodo del año anterior. Sigue liderando ampliamente la generación térmica con un aporte de producción de 54,90% de los requerimientos. Las centrales hidroeléctricas aportaron hasta cubrir el 27,95% de la demanda, las nucleares proveyeron el 5,81%

(por la salida de servicio de Atucha I), y las generadoras de fuentes alternativas 7,60% del total. La importación cubrió el 3,75% de la demanda total.

Datos específicos

Según informa CAMMESA, la caída interanual acumulada en la demanda de energía en comercios y servicios (principalmente supermercados y otros centros comerciales), desde el 20 de marzo hasta el 06 de agosto, es de

8,4%. La demanda residencial, comercial e industria liviana sufrió una caída de casi 2 GWh medios diarios. Al igual que el mes de anterior, julio de 2020 también fue alcanzado por la cuarentena (aunque con diferentes niveles de exigencia según la provincia) dispuesta desde el viernes 20/03/2020, impactando principalmente en la baja de la gran demanda, con caídas del orden de 37,6%.

Ahora bien, observando la demanda GUMAs (60% de la gran

demanda donde se tiene datos diarios), desde finales del mes de abril y durante los meses de mayo y junio, se fue recuperando levemente el consumo a medida que se flexibilizaron algunas actividades en distintas regiones del país, alcanzando alrededor del 87% de su demanda previa a la cuarentena (sin considerar la demanda de ALUAR).

El consumo industrial es el que explica la variación en la gran demanda que, en general, fue aumentando en todas las ramas.

Más de 60 años ofreciendo prendas ignífugas para protección contra arco eléctrico y fuego repentino.

& SEGURIDAD & CALIDAD

Empresa certificada bajo normas:
ISO 9001 – 2015 | ISO 14001 – 2015 | OHSAS 18001 – 2007

A. Marshall Moffat S.A. Of. Central Tel: (54 11) 4302-9333 Fax: (54 11) 4303-1287 Av. Reg. De Patricios 1959, CP 1266, Capital Federal, Buenos Aires.	Provincia de Neuquén Tel: (0299) 443-6139 Cel: (0299) 15-405-4479 J.J. Lastra 448, CP 8300, Pcia. de Neuquén, Neuquén.	Provincia de Chubut Tel: (0297) 448-3032 Cel: (0297) 15-472-4383 Augusto Cristanello 4165, B.Industrial, Comodoro Rivadavia, CP 9000, Pcia. de Chubut.
---	--	--



Consultas técnicas: 0800 222 1403

marshall@marshallmoffat.com | www.marshallmoffat.com

Cumpliendo con las siguientes Normas:

NFPA 70 E | NFPA 2112 | ASTM F1506 | ASTM D6413 | IRAM 3870 | IRAM 3904 | EN ISO 11612 | EN ISO 11611 | EN 61482



Recibió una oferta de US\$ 45 millones por Carboclor, ex empresa petroquímica ahora logística

ANCAP se desprendería de los activos de Carboclor

Oficialmente se anunció que la Administración Nacional de Combustibles Alcoholes y Portland (ANCAP) recibió una oferta de US\$ 45 millones por Carboclor, una tradicional empresa argentina propiedad mayoritaria del ente estatal uruguayo.

La oferta la habría efectuado un grupo inversor de origen árabe del que no trascendió el nombre y la suma ofrecida superaría largamente el valor libros de Carboclor.

Tras largas deliberaciones,

finalmente, el directorio de Ancap definió hacer un llamado para vender las acciones de la subsidiaria del ente estatal en Argentina que se dedica a la actividad logística.

La decisión que tomó el directorio da la posibilidad a interesados de competir con la oferta realizada por un grupo árabe, que ofrece US\$ 45 millones para hacerse de la mayoría del paquete accionario de la subsidiaria argentina.

Este tema había generado diferencias en la interna del di-

rectorio, que había dilatado la definición sobre la venta. Carboclor S.A es una tradicional empresa petroquímica privada argentina que cotiza en el panel general de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

Productora -en otras épocas- de químicos y solventes, tras un período de reestructuración, se reconvirtió en empresa logística para terminales portuarias. La empresa tiene un importante embarcadero de unos 200 metros de frente por 9 de calado cerca de Campana sobre el

río Paraná, con gran capacidad de almacenaje y que es hoy su principal activo.

La empresa logró revertir un proceso de pérdidas desde 2013 que la llevó a presentarse en concurso preventivo de acreedores en 2018 y cerró su negocio petroquímico hace tres años para centrarse únicamente en el negocio logístico.

Pero a pesar de que Carboclor cotiza en la Bolsa de Valores y el accionista mayoritario es una empresa bajo control estatal, no trascendió el nombre del

grupo oferente. El actual directorio de ANCAP nombrado tras la asunción del presidente Luis Lacalle Pou, está integrado por su presidente, Alejandro Stipanovic; el vicepresidente, Diego Durand, y los directores, Richard Charamelo, Enrique Pées Boz y Walter Sosa, deliberan en función de las directivas del presidente Lacalle Pou, sobre la conveniencia y seriedad de la oferta.

Según la prensa de la vecina orilla, han surgido diferencias en la interna del Directorio del ente y la principal cuestión giraría en torno al origen del grupo que no es del todo conocido en el mundo energético por lo que debería recolectarse más información.

Expertos argentinos estiman que -sin conocer las condiciones de la enajenación-, el precio es elevado en virtud de la actual situación económica local y mundial y el valor relativo de los activos logísticos de la Argentina.

Quien conoce bien el tema es el presidente de Ancap, Alejandro Stepanovic quien tuvo a su cargo la conducción de Carboclor durante casi 9 años.

La colateral de Ancap tiene actualmente 1.091.642.374 acciones ordinarias, integradas y totalmente autorizadas a realizar oferta pública ante la Comisión Nacional de Valores (CNV) de Argentina. El viernes, la acción de Carboclor cotizaba en el mercado a 1,76 pesos argentinos, pero este martes cerró en 2,14 pesos, con un avance del 19% en dos jornadas. La noticia sobre la propuesta del grupo árabe la publicó el semanario Búsqueda el jueves 27 de agosto y fue confirmada por El Observador.

Al tipo de cambio oficial, el valor de mercado de la empresa es de unos US\$ 31,5 millones, por lo que la oferta que recibió Ancap para su venta casi duplica esa cotización.

El 84,11% acciones de Carboclor, pertenecen a Ancsol, una sociedad anónima que tienen el ente petrolero uruguayo para gestionar ese negocio. El restante 15,89% corresponden a accionistas minoristas. En caso que la oferta sea válida para Ancap, la empresa deberá notificar a la CNV que tiene una oferta formal para desprenderse de su negocio.

Ese proceso igual puede tener alguna piedra en el camino dado lo complejo que es la regulación del mercado argentino.

El ente petrolero había intentado (sin éxito) en el pasado vender Carboclor, en particular, cuando pidió la quiebra para bajar la cortina a la pata industrial en mayo de 2017.



Apostamos
a una matriz
energética
con el gas
como
protagonista.

Estamos haciendo
realidad Vaca Muerta

