



Mario Mehwen

Wintershall mostró un importante crecimiento en su balance 2017

“Esperamos para 2018 otro record de producción”

Página 13

Energía & Negocios Internacional

Año XXIII N° 261 - Fundado en 1995 - Abril de 2018 - Petróleo, Gas & Electricidad - www.energiaynegocios.com.ar - Precio \$ 60

El mercado de los combustibles líquidos de cara a un nuevo escenario de apertura

La hora de la competencia

Un estudio encargado por la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC) revela que el mercado de combustibles líquidos requiere de modificaciones para funcionar plenamente en competencia.

Sebastián Scheimberg, autor del estudio, afirma que la experiencia de los años 90' permite hacer algunas recomendaciones a la hora de introducir medidas que alienten el mercado.

Sugiere mejorar el acceso a la logística, es decir permitir que la capacidad de recepción y almacenamiento de producto importado no sufra el bloqueo por parte de las empresas ya establecidas. Además, dice que deben establecerse estándares

muy estrictos de calidad en relación a los productos importados y que la paridad de Importación se aproxime al costo marginal del combustible. Éste debería cotejarse con el precio de mercado para estudiar si existe apartamiento de las condiciones de competencia.

Sugiere también mantener la atención en el desarrollo de las prácticas comerciales a partir de la desregulación y la libre importación, sobre todo luego de que CAMMESA se retire del rol de trader del sector de usinas, una vez desregulado el mercado mayorista eléctrico.

Página 2

AIE: la demanda global de crudo aumenta, pero no se prevé mayor oferta

Página 10

Golpe al biodiésel: ratifican el cierre del mercado de EE.UU.

Página 14

China Southern Power está interesada en Transener

Página 17

Febrero con aumento de la demanda eléctrica

Página 16

Neuquén impulsa activamente inversiones en la provincia *Página 4*

Los PPP con perspectivas muy conservadoras *Página 6*

Bioetanol: las petroleras advierten sobre el impacto en los precios *Página 5*

El rojo que ronda los US\$ 1.500 millones, ser abonará desde enero de 2019

Plan Gas, en cómodas cuotas mensuales

El Ministerio de Energía decidió pagarle en 30 cuotas una deuda multimillonaria a las petroleras.

El tan mentado Plan Gas, que finalizó el último día de 2017, dejó para el Estado Nacional un rojo cercano a los US\$ 1.500 millones, que abonará desde enero de 2019. Serían entre US\$ 50 y US\$ 60 millones por mes que se le abonen a las compañías, en base a si se aplican quitas o intereses.

Aunque todavía no hay certezas, se filtró que la idea del ministro es dar un año de

gracia, con pago pesificado. Se analiza también si habrá compensación por la demora.

La deuda es clave para las firmas petroleras, ya que afectan las inversiones prometidas y la confianza en la actual administración que es más amigable con los negocios en comparación a la postura del gobierno kirchnerista. Pero hay vicios de la función pública que son comunes a todos los espacios políticos.

En una resolución que se publica en los primeros días de abril, el Ministerio de Energía detallará cómo se

abonará. Según las voces consultadas en el sector, habrá 30 cuotas mensuales para pagarle a los principales productores de gas del país (YPF, Total Austral, Pan American Energy y Wintershall).

La petrolera estatal presiona para cobrarle al Estado -curiosamente, su principal accionista- US\$ 780 millones. Al grupo de la familia Bulgheroni y British Petroleum le deben unos US\$ 300 millones, mientras que las firmas de Francia y Alemania tienen, en conjunto, acreencias cercanas a los US\$ 400 millones.

El nudo de la cuestión es que, en medio del ajuste gradual de las cuentas públicas, el Estado no tiene dinero para honrar sus compromisos. En la conferencia de prensa que brindó el ministro Juan José Aranguren aprovechó para quejarse de que el Plan Gas también era parte de la herencia recibida y los millonarios subsidios que derivaron en la crisis energética y la situación actual de tener que importar a precios altos.

Al momento de presentar

Continúa en página 6



Emilio Cárdenas

El gas natural avanza en el Mediterráneo

Página 2



COMPROMETIDOS CON EL GAS NATURAL
Total invierte en gas natural para reducir la huella de carbono de la matriz energética global



La hora de la competencia en el sector de los combustibles líquidos

En los últimos días ha surgido una polémica que llevó a algunos funcionarios del gobierno a enfrentarse retóricamente con algunos empresarios. La polémica tiene como eje la expectativa incumplida de inversión que mantenía la autoridad política, respecto al compromiso que debería haber asumido el sector industrial bajo un nuevo modelo económico, supuestamente más pro competitivo.

Esta polémica tiene que ver con la interpretación que hace el gobierno del tipo de modelo que prefieren las empresas nacionales, pero no libra de culpa y cargo a la autoridad regulatoria que con sus señales también condiciona la actitud conservadora del empresariado local, más a fin al lobby que a la “destrucción creadora” schumpeteriana.

El sector de los hidrocarburos, pero más acotadamente el de los combustibles líquidos, no es una excepción a esa regla. Sin caer en un largo revisionismo histórico, tenemos que tras la sanción del Decreto 962/2017, este mercado procura volver a ser competitivo y abierto tras 15 años de intervención de facto. En ese período alternaron los ciclos a favor y en contra de las empresas.

En un Estudio de Condiciones de Competencia en el Mercado de Combustibles que me fuera solicitado por la Comisión de Defensa de la Competencia (CNDC) he planteado que a lo largo de esos 15 años ha predominado el ciclo en que se subvencionó a los consumidores, pero no obstante ello el segmento de Refinación ha sido capaz de apropiarse de una buena parte de las transferencias que recayeron sobre el Upstream, y de los 15 años de intervención, ha podido tener notables beneficios en los 10 años que se inician a partir del año 2008, como se desprende del par de gráficos que reflejan: del lado izquierdo, la evolución de los subsidios (o sobrepagos) pagados por los consumidores, dado por el diferencial de precios locales de los combustibles respecto a los internacionales; y del lado derecho, el diferencial de precios del petróleo local vs el internacional.

En el caso del gráfico (a) los productos utilizados para elaborar el índice comparativo son: nafta normal, súper, ultra, gasoil (ponderando grado 2 y grado 3), fueloil y GLP.

En el caso del gráfico (b) se ha tomado la diferencia entre el precio del WTI o el Brent (desde 2012) con los crudos nacionales Escalante y Medaño.

De cotejar los dos cómputos precedentes surge con evidencia el hecho que el sector de Refinación pudo amortiguar los ciclos más expropiatorios sobre el sector en su conjunto, generando incluso resultados netos muy positivos. Esto se desprende también del gráfico que sigue.

Resultados estimados del sector de Refinación

Los resultados señalados han sido estimados a partir de ciertos supuestos sobre rendimientos del crudo y costos de procesamiento obtenidos del mercado. La conclusión acer-



Por Sebastián Scheimberg

enmarcar el debate dentro de un terreno de análisis técnico-metodológico.

Por otra parte, la apertura al comercio internacional no sólo es oportuna en términos de la voluntad de generar competencia sino por la ne-

do, respecto al ejercicio teórico de internar un producto de características homogéneas en el mercado local de combustible.

El ejercicio de simular la adquisición de producto importado y comercializarlo en el mercado a nivel minorista tiene la particularidad de asimilar el costo de dicho producto importado, desde el punto de vista de una agencia de Defensa de la Competencia, a lo que podría ser un costo marginal de elaboración, pues en definitiva si la producción local es escasa, el comercializador establecido, por más que tenga capacidad de elaboración interna, completa sus ventas con el producto que termina importando.

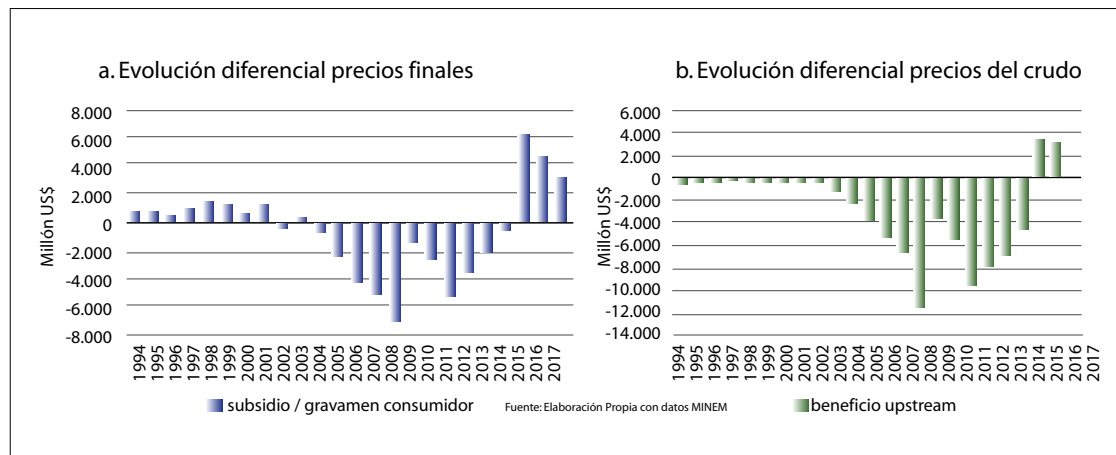
El ejercicio de cálculo de Paridad de Importación, que refleja el costo de oportuni-

portación. Hasta no hace mucho tiempo, en Argentina el costo de oportunidad del petróleo crudo era, justamente, la Paridad de Exportación. Con el cambio de coyuntura dicho costo económico pasó, al igual que en el caso de los combustibles, a ser la Paridad de Importación.

Pero ciertamente, la comparación que se realiza entre el producto local y el del mercado de referencia debe hacerse entre productos iguales (comparar “peras con peras”). Tan pronto como el producto comercializado localmente se diferencia, por calidad, percepción, servicio, etc., de un producto importado, entonces va perdiendo sentido la referenciación del producto respecto a un valor internacional. Concretamente lo que se plantea, fundamentalmente desde el lado de las empresas que intentan desmarcarse del control de un organismo regulatorio, es que los productos indiferenciables o commodities encuentran mayor grado de comparabilidad a nivel del mercado mayorista. En el segmento minorista, en cambio, las firmas construyen su clientela a partir de generar una percepción de un producto completamente diferencial; no solo por el producto en sí, sino porque el mismo se brinda con una serie de servicios complementarios que puede ofrecer la Estación de Servicio de una marca reconocida.

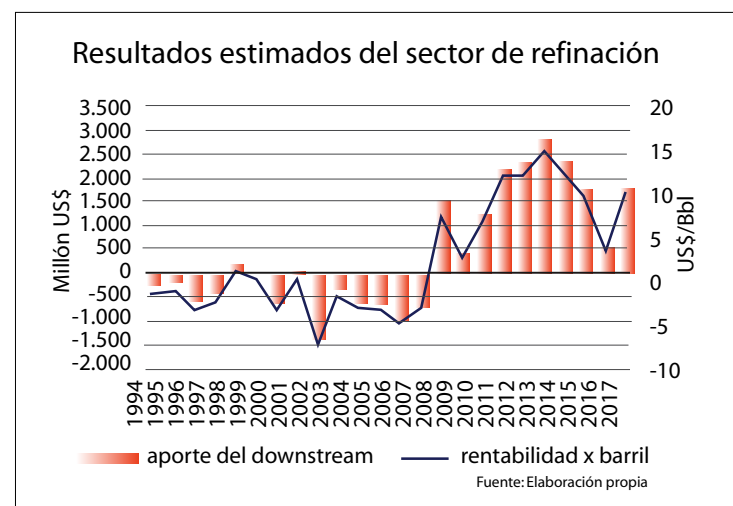
Hecha esta salvedad, la Paridad de Importación constituye, más que un precio competitivo teórico o costo marginal (recordemos que en un mercado en competencia el precio es igual al costo marginal), un estadístico con información imperfecta de una operación comercial teórica. Y en la medida que se reduzca la asimetría de información mayor será la proximidad de ese ejercicio teórico a una transacción del mundo real. La sutileza con la que hemos hecho este abordaje también nos va a conducir a elaborar propuestas que tiendan a hacer más competitivo el mercado bajo el subtítulo: Recomendaciones para promover la Competencia.

Pero antes de pasar a las recomendaciones y como un subproducto del Estudio realizado para la CNDC presentamos los parámetros relevantes en la elaboración de la Paridad de Importación que se ha propuesto como un “estadístico” de seguimiento periódico. Asimismo, dado que el estadístico está sujeto a una volatilidad compuesta: por la del precio internacional del producto y por la del tipo de cambio, hemos sugerido que el seguimiento de los precios locales debe hacerse en comparación a un promedio móvil



ca de la evolución de los márgenes del sector de Refinación no difiere sustancialmente de los resultados que surgen del análisis del Crack Spread que normalmente se presenta en la estadística elaborada por Montamat y Asociados, y que no hace más que confirmar que el grado de proteccionismo que tuvo la industria de Refinación ha sido mayor al que existe en otras latitudes.

Es justamente por esta razón que la decisión de apertura del mercado, que nos retrotrae a la experiencia de la década del 90⁷ es bienvenida a los efectos de lograr un mercado competitivo que a su vez redunde en una reducción de precios finales y por tanto en una mejora en el bienestar general. Y en esta nota nos queremos focalizar más que en el análisis histórico en la oportunidad de la decisión política que se ha tomado, que puede ser muy importante en tanto y en cuanto el Estudio de Mercado mencionado no se convierta en un instrumento político, sino que permita



cesidad de asegurar el suministro doméstico, en un contexto de escasos de petróleo y de combustibles líquidos. En tal sentido, la construcción de un estimador que de alguna manera procure simular una operación de importación por parte de un importador independiente permitirá analizar cuán cerca o lejos están determinados los precios locales, de parte de las empresas establecidas en el merca-

do (o costo marginal) para el mercado corto, es un ejercicio que es de práctica generalizada, tanto en países que tienen precios regulados de sus combustibles, como en mercados competitivos con actores dominantes. La misma fórmula, pero en lugar de sumarle el flete (y otros componentes), restárselo, es la que se calcula como el costo marginal en mercados excedentarios. Se la conoce como Paridad de Ex-

de entre 15 días y un mes en el cómputo de la Paridad de Importación, que detallamos a continuación, y como instrumento de análisis de mercado para la CNDC.

Paridad de Importación

En el primer bimestre de vida del nuevo modelo lo que puede comprobarse de la observación de los datos del mercado es que los precios locales de los productos Nafta y Gasoil grado 2 se han ubicado por debajo de la Paridad de Importación sugerida, mientras que los productos Premium lo han hecho por encima.

Así como la metodología descrita resulta bastante homogénea en el análisis de costo económico que realizan la mayoría de los reguladores de los países serios de la región, también es cierto que el *timing* y frecuencia del *passthrough* de los precios internacionales al precio local difiere de país en país. También existe una diferencia a nivel de la estructura impositiva, que si bien es típicamente elevada para los combustibles, en los casos donde existe mayor tradición competitiva y estabilidad de precios, se han incorporado mecanismos de amortiguación de fluctuaciones a través de Fondos de Compensación. En estos casos, entre los que destaca el modelo chileno, lo que suele darse es una mayor fluctuación en el componente impositivo, procurando reducir la volatilidad en el precio al público, que se actualiza con periodicidad semanal.

En dirección a la eficiencia

Argentina está transitando en la dirección correcta en materia de apertura de mercados, competencia y readecuación impositiva. De hecho desde el mes de marzo 2018 los impuestos ITC y Tasas, como impuestos *ad valorem*, fueron reemplazados por el Impuesto a los Combustibles y al Dióxido de Carbono, de suma fija. En tal sentido, nuestra recomendación es que a medida que el mercado vaya adquiriendo mayor nivel de competencia, estabilidad del nivel general de precios y calidad institucional, debería incursionarse en la aplicación de Fondos de Compensación que permitan amortiguar la volatilidad de los precios internacionales.

De los tres requisitos señalados, el de la competencia es

el que involucra las decisiones del empresariado del sector, y para ello el sector y los *"policy makers"* deberían definir si existe la vocación de acercarnos a las mejores prácticas de los vecinos más competitivos, donde los márgenes son menores, o si vamos a mantener la inercia de márgenes elevados, protegiendo las posiciones de los actores ya establecidos, en detrimento de los potenciales entrantes y del conjunto de consumidores de combustible.

Nuestra fórmula de Paridad de Importación contiene dos renglones en los que se especifican los márgenes mayoristas y minoristas del sector de comercialización de combustibles, y si comparamos estos márgenes con el caso chileno tendremos que aún nos queda camino por recorrer para alcanzar esos niveles de competitividad, pero en cambio estaríamos siendo más pro mercado que el caso del vecino rioplatense, en el punto cardinal opuesto.

En efecto, en el caso de Uruguay, los márgenes mayoristas están en el orden de los 40 US\$/m³ en promedio, y los minoristas resultan sensiblemente mayores a los de nuestro país.

En función de que grado de competencia o proteccionismo estemos dispuestos a tolerar, en ese sentido deberíamos calibrar los márgenes a observar. Para el resto de los parámetros de la fórmula suponemos que con el paso del tiempo podremos ajustar los valores de acuerdo a los costos más eficientes disponibles.

Recomendaciones

La experiencia de los años 90' nos permite hacer algunas recomendaciones a la hora de fomentar la competencia, pues la presencia de actores con posición dominante, o bien la de empresas instaladas en una situación de ventaja relativa (en términos de logística) respecto de las entrantes, podrían poner un freno a la competencia.

En efecto, lo primero que debemos destacar es que para que exista competencia, empezando por el canal mayorista, debe existir un acceso a la logística y la capacidad de recepción y almacenamiento de producto importado, sin que exista un bloqueo de los activos esenciales de parte de las empresas establecidas. En términos simplificados debe promoverse el acceso abierto o la competencia a la nueva lo-

Componentes de la Paridad de Importación y Comparación con el precio en surtidor. En \$/m ³				
	Gasoil Grado 2, 1000 ppm	Gasoil Grado 3, 10 ppm	Nafta Grado 2 95 Ron 84 Mon	Nafta Grado 3 Ron 98/ Mon 85
a. Precios de Referencia internacional PLATTS o bien datos NYMEX / ARGUS / ICE (US\$/gal)	(ULSD USGC + N2 GC)/2	ULSD USGC	UNL 89	UNL 93
b. Flete marítimo Houston-Buenos Aires	Basado en el World Scale (variable). En US\$/ton			
c. Seguro marítimo	0,08%			
d. Mermas	0,3 %			
e. Multas y Demoras	Fijo: 1,25 US\$/m ³			
f. Despachante	Fijo: 0,15 US\$/m ³			
g. Inspector Calidad y Cantidad	Fijo: 0,15 US\$/m ³			
h. Alíjio / Otros	En base a la cotización de oportunidad. Aprox en un 15% del flete			
i. Costo CIF internado	+ (a x 2,641 + b x Densidad + c + d + e + f + g + h)			
j. Costo Financiero Inventario 30 días	7% anual			
k. Almacenamiento y Despacho	Fijo: 10,5 US\$/m ³			
l. Paridad de Importación total ex Planta US\$/m ³	+ (i + j + k)			
m. Margen mayorista (en % de Paridad Impo)	5% para todo, aunque podría ser diferencial 4% G2; 6/7% Grado 3			
n. Costo Financiero x anticipo de impuesto 7 d	Tasa Lebac en \$ a 7 días			
o. Tipo de Cambio	Referencia BCRA. Tipo de Cambio del día que se contrata \$Ar/US\$			
p. Paridad de Importación del combustible fósil ex planta. En \$/m ³	+ (i + m) x o + n			
q. Precio Biocombustible. \$/m ³	15106 x 0,88	13901		
r. Paridad de Importación ex Planta. \$/m ³	+ p x 0,9 + q x 0,1	+ p x 0,88 + q x 0,12		
s. Impuesto sobre Combustibles. \$/m ³ . Tax	4148	6726		
t. Impuesto al Dióxido de Carbono. \$/m ³ . Tax	473	412		
u. Flete a la Estación (\$/m ³ /100 km)	250			
v. Impuesto IVA % Tax	0,21 x (r + u + s + t)			
w. Impuesto IIBB % Tax	0,03 x (r + u + x)			
x. Margen Minorista %	0,1 x (r+Tax+u)	0,12 x (r+Tax+u)	0,12 x (r+Tax+u)	0,14 x (r+Tax+u)
y. Paridad Importación en ES. \$/m ³	+ r + s + t + u + v + w + x			
z. Precio observado en ES. \$/m ³	Precio observado de la Resolución 314/16			
Fuente: Elaboración propia				

gística de importación. Idealmente es recomendable que la capacidad de almacenamiento sea desarrollada por empresas cuya actividad principal sea el almacenamiento, y que estén desvinculadas de las empresas comercializadoras. En tal sentido es conveniente que la CNDC monitoree el estado de la capacidad de almacenamiento de combustible y que el Ministerio de Energía publique y actualice esa información.

En segundo lugar, y también vinculado con aspectos regulatorios, es necesario establecer estándares muy estrictos de calidad para todo el producto que se comercialice en territorio nacional.

Esto de alguna manera permite que al comparar el producto importado con el nacional, estemos comparando "peras con peras", y en ese caso la paridad de Importación se aproxime a un costo marginal del combustible, que debería cotejarse con el precio de mercado para estudiar el apartamiento de las condiciones de competencia. A su vez, de la mano de las reglamentaciones de calidad deben sancionarse reglamentaciones vinculadas a la seguridad. Con este conjunto de normas lo que también se procura es imposibilitar la utilización de prácticas desleales que, durante los años 90', generaron lo que se denominaban las

"sopas" de combustibles.

Para completar unas pocas recomendaciones respecto del mercado mayorista se sugiere mantener atención en el desarrollo de las prácticas comerciales que se den a partir de la desregulación y la libre importación, sobre todo luego de que CAMMESA se retire del rol de *trader* del sector de usinas, una vez desregulado el mercado mayorista eléctrico. La propuesta recomienda analizar si, una vez cotejado el grado de competencia que vaya a producirse, es conveniente la conformación de un mercado mayorista de gasoil que funcione como una institución vinculada al Mercado de Valores, no sólo para permitir realizar operaciones de cobertura a futuro (*hedge*), sino como instrumento para reducir costos de transacción y dar liquidez y transparencia a un mercado de combustible que podría tener un alcance regional (en particular si se homogenizan calidades y regulaciones).

Si bien la parte más compleja del modelo de competencia es la atomización de la oferta en el segmento mayorista, también es más que deseable que el mismo proceso se produzca a nivel de la venta al público.

Como señalamos previamente, existe la posibilidad de que los consumidores tengan preferencia por servicios de

alto precio y alta calidad, y es entendible. Lo lógico es que en la atomización de la oferta exista la opción de "bajo costo", lo mismo que existe el servicio *"low cost"* para el transporte aéreo, o la comercialización de productos de consumo masivo de segundas marcas. Pero en este caso existen restricciones genuinas a la competencia dadas por la existencia de contratos entre estacioneros independientes y comercializadoras establecidas.

La competencia entonces va a implicar desarrollar nuevas redes o competir por las existentes, una vez madurados los contratos. Y por supuesto que, con el paso del tiempo, se establezcan nuevos puntos de venta, como se mencionó, menos sofisticados, eventualmente con venta de productos sólo de grado 2. Preferentemente esto podría hacerse en áreas de alto tránsito (centros comerciales). Ciertamente, en todos los casos deberá existir la garantía de calidad del producto de acuerdo a los estándares fijados por el Ministerio de Energía.

Finalmente, tanto en el segmento mayorista como en el minorista es preciso que la autoridad regulatoria perfeccione la transmisión de información. Si bien se ha avanzado bastante en la materia; en particular con la sanción de la Resolución 314/2016 de precios al público, es preciso mejorar la información sobre los precios ex planta, con una buena apertura por canales, como para facilitar no sólo el trabajo de análisis sectorial sino, fundamentalmente, el de la CNDC a la hora de evaluar potenciales conductas anti competitivas de las empresas comercializadoras de combustible.

A modo de conclusión, volvemos a insistir en el hecho que la elaboración de una metodología de Precios de Paridad va a permitir no sólo un monitoreo del mercado, desde el punto de vista de la competencia, sino que las empresas verán acotado el grado de discrecionalidad que puede tener un regulador o una oficina de Defensa de la Competencia a la hora de evaluar las conductas corporativas. También va a poder dirimir el intercambio de opiniones que puede separar a un funcionario de alto rango de la posición o apreciación de la realidad por parte de un sector o una empresa en particular, acotando de esta forma la subjetividad de criterios y opiniones.

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 Tel: (0299) 155556812 - **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 4100 - Fax +54 11 4132 4101
info@martelliabogados.com www.martelliabogados.com

Las petroleras mantienen sus promesas mientras las perspectivas sean alentadoras

Neuquén impulsa activamente inversiones en la provincia

El gobierno neuquino aprobó el plan de inversión de la empresa Pluspetrol para la producción no convencional de gas, en el área concesionada La Calera, por una inversión de us\$ 616 millones y con la perforación de 45 pozos. El proyecto, con esta aprobación, debe ser presentado al Ministerio de Energía y Minería de Nación para que apruebe la adhesión de la compañía al "Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales" (Resolución N° 46 – E/2017 y N° 419 – E/2017). Con estos proyectos, la provincia sumará al resto de las inversiones convencionales y no convencionales de petróleo, la suma adicional de us\$5.283 millones, en los próximos cuatro años, destinados a la perforación de 457 pozos a reservorios Tight Gas y Shale Gas.

En Neuquén, es el ministerio de Energía y Recursos Naturales el encargado de analizar y aprobar el plan de inversiones específico y de efectuar el control y certificación de las inversiones comprometidas.

Al programa pueden adherir las empresas titulares de concesiones de explotación ubicadas en la Cuenca Neuquina, que cuentan con un plan de inversión específico, aprobado por la cartera provincial, y con la conformidad del ministerio de Energía y Minería de Nación, a través de la secretaria de Recursos Hidrocarbúferos.

Otras inversiones

Tecpetrol invertirá unos US\$ 2300 millones en Vaca Muerta. El brazo petrolero del



Omar Gutiérrez

grupo Techint se hizo sentir el año pasado con su decisión de producir gas en Fortín de Piedra, lo que resultó un factor crucial para sostener el empleo en la provincia.

El año pasado, en un contexto complejo, signado por la caída del precio del petróleo, Neuquén en conjunto con el gobierno nacional impulsó un nuevo plan para subsidiar la producción del gas de Vaca Muerta. Esto trajo aparejado que la provincia pudiera mantener el nivel de inversiones, que en 2017 superaron los 5000 millones de dólares. Para este año se prevé una cifra similar, en el plan ideal del gobierno neuquino.

Gira

El gobernador de Neuquén, Omar Gutiérrez, aseguró que el yacimiento no convencional de Vaca Muerta representa para Argentina la posibilidad de instalar "un polo de desarrollo para Latinoamérica", al exponer en un encuentro en Washington, organizado por InterAmerican Dialogue.

Gutiérrez concluyó su también se reunió con empre-

sarios suiza que manifestaron su intención de invertir en la provincia. Según trascendió, se trata de una inversión cercana a los US\$ 100 millones, del grupo Mercuria, que se asoció a Andes Energía meses atrás. El mandatario explicó que hace dos años el gas no convencional representaba el 20 % de la producción neuquina, mientras que hoy compone el 50 % del total de la producción de gas que se extrae de la cuenca.

En tanto, el petróleo no convencional representaba el 22 %, y hoy equivale al 43 % del total de petróleo que se produce en la cuenca.

"Neuquén provee aproximadamente el 55 % del gas que se produce en la Argentina -aproximadamente 57 millones de metros cúbicos al día de gas- y entre el 21 y el 22 % del petróleo que se genera en el país, actualmente 110 millones de barriles de petróleo", afirmó Gutiérrez.

De Estados Unidos, Gutiérrez también se trajo el compromiso de Exxon de afianzar sus posiciones en Neuquén.

Shell promete

La petrolera Shell dijo que invertirá unos US\$ 1.500 millones en el yacimiento no convencional de Vaca Muerta con el objetivo de alcanzar una producción de 40 mil barriles de crudo diarios en 2020.

El desembolso forma parte de un plan destinado a acelerar sus operaciones en la Patagonia. La compañía holandesa espera multiplicar por diez los 4.000 barriles diarios de crudo que obtiene en la actualidad en la Cuenca Neuquina. En la actualidad, el yacimiento no convencional de Vaca Muerta entrega en total cerca de 50 mil barriles diarios.

Los recursos serán destinados al bloque Sierras Blancas-Cruz de Lorena, lo que representa una profundización de sus actividades en el área.

El anuncio fue realizado

por el gerente general de No Convencionales de Shell Argentina, Laurens Gaarenstroom, y el gobernador de Neuquén, Omar Gutiérrez, que estuvo de gira por Estados Unidos recientemente.

Además, extenderán su vínculo en el bloque Coirón Amargo Suroeste, cuya etapa de exploración vence en junio próximo, en donde comprometería nuevas inversiones.

A lo largo de su gira, el gobernador neuquino dijo haber sumado proyectos concretos, promesas e interés de parte de Shell, Chevron, Exxon y ConocoPhillips.

Anunció que la firma Exxon Mobil sumará un equipo de perforación en el bloque Bajo del Choique. Lo destinará a tres pozos horizontales de unos 2.500 metros, en una inversión que rondaría los US\$ 40 millones. Según el gobernador de Neuquén, Vaca Muerta -y el resto de la Cuenca Neuquina- crecieron fuerte desde que YPF y Chevron firmaron el mega acuerdo en agosto de 2013. Dijo que a diario se extraen 105.000 barriles de la provincia de Neuquén: 40 mil barriles provienen del yacimiento no convencional de Vaca Muerta y los restantes de áreas convencionales.

"Vaca Muerta representa para Argentina y para Neuquén, la posibilidad de instalar un polo de desarrollo regional para Latinoamérica, proveyendo de hidrocarburos con eficiencia y a precios competitivos para el crecimiento de la economía de la región", sostuvo Gutiérrez.

Cifras

De acuerdo con datos provinciales, Neuquén provee el 55% del gas que se produce en el país. En total son unos 57 millones de metros cúbicos diarios de gas, sumado al 22% del petróleo del país. Durante la visita a los Estados Unidos, Gutiérrez mantuvo reuniones en las ciudades de Washington DC y en Houston, con directivos del Banco Mundial y la Corporación Financiera Internacional, que es la rama de asistencia al sector privado del Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

El gobernador tiene previsto una nueva gira al país del norte donde el mandatario provincial, dijo que participarán unos 500 empresarios del sector. Neuquén tendrá también una nueva plataforma para las áreas en manos de su petrolera, Gas y Petróleo del Neuquén (GyP).

Proponen el uso de garrafas de plástico

El Ministerio de Energía presentó a consulta pública un proyecto de resolución que aprueba la utilización de garrafas plásticas, construidas con un material compuesto de polímeros y fibra de vidrio, con capacidades de 10, 12 y 15 kilos.

Las normas desarrolladas por la Dirección de Gas Licuado de Petróleo tienen por objetivo establecer las normas técnicas para la construcción, ensayo, acondicionamiento y destrucción de las garrafas de material compuesto. En su propuesta, el Ministerio afirma que 'actualmente, los envases de material compuesto para contener gases licuados son de uso generalizado en innumerables países en condiciones óptimas de seguridad', por lo cual hay un gran desarrollo tecnológico respecto de este nuevo tipo de garrafas. En el sector, se explicó que uno de los principales beneficios es que es un producto más liviano y no explosivo y, además, el envase tiene una sección translúcida que permite ver el producto y anticipar cuando ya se está terminando. Entre otras virtudes que se destacan, este tipo de garrafa no se oxida ni se daña por el cambio de las condiciones climáticas. Se estima que en la Argentina hay 4,9 millones de hogares que se calefaccionan y cocinan con gas envasado en garrafas, lo que representa unas 15 millones de personas. El mercado minorista de Gas Licuado de Petróleo (GLP) está conformado por 46 empresas dedicadas al fraccionamiento y comercialización en garrafas y cilindros, y a granel.

YPF Gas lidera este mercado con el 29,7 % de participación, seguida de las empresas Total, Cañuelas Gas (Extragas), Total, Amarilla Gas, Italgas y Shell. La apertura a consulta pública se extenderá hasta el 16 de abril y el Ministerio de Energía analizará luego las opiniones de los actores del sector para adoptar los requisitos particulares a cumplir.

TRANSPORTE
Marítimo
Aéreo
Terrestre
Multimodal
Cargas proyecto

SEGURIDAD OPERATIVA
INTEGRACIÓN
INNOVACIÓN
TRANSPARENCIA

ISO 9001
ISO 14001
Trace Certification

4310 2442
oilandgas@ulog.com.ar
ulog.com

**CUMPLIMOS 10 AÑOS,
LOS CELEBRAMOS CON
NUESTROS CLIENTES Y PROVEEDORES**

U)LOG
SOLUCIONES LOGÍSTICAS

El precio de los biocombustibles es la única referencia de costo regulada que incide en el precio final

Aumentan los precios del bioetanol y las petroleras advierten sobre el impacto en los precios

El Gobierno fijó nuevos precios provisorios del bioetanol para marzo y abril, con incrementos que varían entre el 11 y el 18 por ciento, ya sea derivado de la caña de azúcar o del maíz, por lo cual las petroleras advirtieron sobre el impacto que la medida puede tener en el valor de las naftas.

Los nuevos valores de los biocombustibles, utilizados para el corte del 12% de las naftas, fue a dado a conocer hoy mediante la Resolución 92 publicada en el Boletín Oficial, tras lo cual el ministro de Energía, Juan José Aranguren, afirmó que un eventual aumento de los combustibles “es una decisión que tienen que tomar las compañías”. Aranguren explicó que “los biocombustibles son los únicos productos regulados por ley hasta el año 2021”.

El precio de los biocombustibles es la única referencia de costo regulada que incide en el precio final del litro de nafta o de gasoil, y al que las petroleras suman el precio internacional del barril de petróleo del tipo Brent, la evolución del tipo de cambio y el incremento inflacionario que afecta sus procesos de producción.

En base a esa fórmula polinómica, las principales petroleras consultadas esta tarde por Télam admitieron que los nuevos valores de los biocombustibles suman mayor presión a las naftas, aunque aseguraban que por el momento no hay decisión tomada de modificar los precios en los surtidores.

La Resolución 92 estableció que “la variación del precio de adquisición del bioetanol que regirá hasta el último día del mes de marzo de 2018 se limitará a un máximo de 7,5% para el producto elaborado a partir de caña de azúcar, y de 10,5% para el elaborado a partir de maíz”, respecto de los precios vigentes desde octubre pasado.



En forma adicional se estipuló que el aumento que regirá desde abril, frente al valor de marzo, podrá ser de hasta 3,54% para el bioetanol elaborado a partir de caña de azúcar y de 7,96% para el producido en base a maíz.

De este modo, el valor que las petroleras deberán pagar a los fabricantes de ese tipo de combustible renovable, los ingenios azucareros del norte del país, será de \$ 16,161 el litro a partir del 1° de abril, en tanto que será de \$ 13,164 el litro de lo producido a partir de maíz en la región central.

En este último caso la resolución considera que el precio vigente hasta ahora “se encuentra por debajo” del que surgiría de aplicarse el procedimiento establecido en octubre pasado, por lo que se estimó “prudente aplicar un incremento escalonado en dos etapas”.

Aranguren explicó -durante la conferencia de prensa en la que se anunció el aumento de hasta el

40% de las tarifas de gas- que “los biocombustibles son los únicos productos regulados por ley hasta el año 2021 y el Ministerio está obligado a reflejar en los precios el costo de producción y una ganancia razonable”.

El ministro dijo que “el alcohol de maíz subió más debido al aumento en el precio del grano”, y recordó que como el corte del bioetanol con las naftas es del 12% las empresas petroleras “podrán trasladar o no (esa suba al precio de las naftas) en función del nivel de competencia en el mercado”.

Desde el sector vinculado a la producción de biocombustibles se recordó que la fijación de precios para el bioetanol provocó a fin de 2017 un cortocircuito entre las empresas y el Ministerio de Energía, ya que esa cartera dispuso recortes en los precios que se pagaban hasta noviembre pasado.

De allí, se decidió poner todo bajo análisis del cual esta nueva resolución forma parte del proceso de revisión de los costos, aunque todavía los nuevos valores establecidos resultan inferiores a los que se registraban al momento de la intervención de Aranguren en aquel momento, aseguraron las fuentes consultadas tras el anuncio.

En lo que va del año las petroleras dispusieron dos aumentos de sus combustibles -naftas y gasoil- que oscilaron entre el 4,5 y el 6% a mediados de enero, y otro 3,5% a partir de la primera semana de febrero.

Como referencia de precios al público, la petrolera YPF, que controla poco más del 55% de participación del mercado nacional, mantuvo a partir de los dos aumentos del año el valor de la nafta súper a \$24,36; la premium a \$28,29; el diesel 500 a \$21,52 y el diesel premium a \$25,07.



Se trata de proyectos con tramos de acuerdos que se espera sean adjudicados en 2018

Los PPP, con perspectivas conservadoras

El programa de desarrollo de proyectos de infraestructura a través de la asociación público-privada (PPP) que lleva adelante el gobierno no toma color, al menos para la banca internacional.

Los primeros proyectos argentinos de PPP se adjudicarán a fines de abril, donde Hacienda y Economía estiman que significarán algo más de us\$ 5 mil millones. Estos proyectos son parte de tres tramos de acuerdos que se espera sean adjudicados en 2018, compuesto por 13 autopistas y dos puentes.

En la reciente conferencia del BID en Argentina, los responsables de operaciones de los grandes bancos europeos dijeron recientemente al prestigioso medio Euromoney que no estaba preparado para financiar ninguno de los proyectos.

En estricto off the record, un alto ejecutivo de la banca europea dijo que “hay demasiado riesgo para proyectos a largo plazo en Argentina, ninguno de mis colegas en otros bancos financiará parte de la deuda tampoco. Tal vez lo hagan los bancos chinos”.

Riesgos

Según los ejecutivos, los proyectos puramente domésticos, como las autopistas de peaje, tienen demasiado riesgo de regulación y fijación de tarifas durante la vida útil del proyecto. En este contexto,

toman relevancia las recientes declaraciones del ministro Juan José Aranguren respecto de la falta de confianza en el país. Dijo que mantiene su dinero depositado en el extranjero y aseguró que lo reparará a medida que se recupere la confianza en el país; en definitiva, no confía en la Argentina. Cabe recordar que un ministro “es” el presidente en los menesteres que le fueron asignados, es decir tiene la tarea de recrear la confianza en el país.

Sus declaraciones no contribuyeron a alentar a los inversores internacionales, pese al respaldo presidencial.

Desconfianza

Ante este panorama ¿Quién elegirá a la Argentina como destino de sus inversiones durante ese período? Un futuro candidato a la presidencia podría proponer eliminar los peajes, ganar una elección y, dada la inestabilidad en la historia del país, no es una posibilidad demasiado remota. Los rendimientos de la financiación de la deuda son demasiado bajos como para justificar este riesgo.

Por lo tanto el aumento del riesgo regulatorio hace que los inversores esperen rendimientos muy altos.

El riesgo haría colocar la carga financiera en agencias multilaterales, posiblemente bancos chinos, financiando la deuda de los consorcios

ganadores a través de bonos corporativos en lugar de burSATILIZACIONES específicas de proyectos.

El gobierno dice que ha recibido ofertas de 10 consorcios compuestos por 40 compañías del sector privado para los primeros contratos.

Fuertes oficiales aseguran que esperan maximizar el interés de los inversionistas internacionales al hacer que los pagos del contrato estén denominados en dólares, evitando el desajuste de financiamiento que ha frustrado los esfuerzos de PPP en moneda local en otras partes de la región.

Un banquero senior señaló que algunos bancos podrían estar interesados si el proyecto está basado en exportaciones, ya que cree que cualquier gobierno futuro sería menos propenso a cambiar radicalmente la regulación de un proyecto que no tiene exposición directa a la población local y es un conductor de la economía.

Sin embargo, si los bancos no están preparados para participar en el financiamiento de la deuda en la primera ola de PPP, o que podría significar un duro golpe para el ministro de Hacienda, Luis Caputo, que espera que las inversiones en infraestructura desempeñen un papel importante en la economía de corto plazo.

Los planes gubernamentales incluyen la reducción de la inflación y aumentar la inversión externa directa. Por su parte el sector privado espera que las tasas de interés bajen; se impulse el crecimiento del PBI por encima del nivel crucial del 3% necesario para apoyar el ajuste fiscal gradual del ministerio de finanzas; agregar empleos para mantener el apoyo popular del presidente Mauricio Macri; y mejorar la competitivi-

dad y la productividad en un país que vio la inversión en infraestructura caer al 3% del PIB durante la administración anterior.

Optimismo

“Esperamos que se inviertan unos \$ 6 mil millones en infraestructura en los próximos cuatro años”, dijo Marcos Wentzel, director del sector público de Puente, banco argentino de inversiones. “Y no son solo carreteras; después vendrán los proyectos ferroviarios locales, la energía y las escuelas públicas; vendrá mucho más”.

La ley de PPP contempla dividir los pagos del gobierno al consorcio ganador durante la fase de construcción para minimizar la velocidad del aumento de la deuda en la cuenta del gobierno.

El próximo impulso para el desarrollo financiero será la sanción de una nueva ley de mercados de capital que elimine algunos de los poderes más dirigistas otorgados por el último gobierno. La esperanza es que esto cree el marco regulatorio para permitir que crezcan los mercados nacionales de capital.

“Estas regulaciones crean las condiciones legales adecuadas para el crecimiento de los mercados de capitales argentinos”, dice Justo Segura, abogado de la firma local Cabanellas Etchebarne Kelly. “Estamos esperando una mejora del entorno económico”.

Los banqueros argentinos esperan que le llevará todo su primer mandato de Macri para bajar la inflación y las tasas de interés a niveles que permitan a las compañías invertir prácticamente usando productos del mercado interno de capitales, así como crear las condi-

ciones para atraer algunos de los \$ 120 mil millones de dólares fuera del sistema y que pertenecen a los argentinos. la riqueza privada que se declaró en la reciente amnistía fiscal, de la cual “casi todo” todavía se invierte en el extranjero, según Wentzel.

Mientras tanto, algunas regiones también han estado financiando proyectos completamente por su cuenta. Por ejemplo, Córdoba emitió en 2017, \$ 150 millones en bonos a 10 años con una tasa de 7.125% para financiar el desarrollo de un gasoducto troncal. Dicho sea de paso, esta operación derivó en una denuncia penal de la CNV contra Puente Hermanos, el contratista de la obra sería la brasileña Odebrecht.

Mercados

Los bancos privados también están recurriendo a los mercados internacionales, y el presidente ejecutivo de Galicia, Fabián Kon, le dijo en el BID que acaba de cerrar un bono verde de \$ 100 millones de pesos comprado por la Corporación Financiera Internacional (CFI). El acuerdo podría reabrirse una vez que el dinero actual se asigne a proyectos que aumenten la eficiencia energética hasta en un 15%.

“Es el primer bono verde de un emisor argentino y realmente demuestra el impulso de la CFI en esta área”, dice Kon, quien agrega que la relación de su banco con el multilateral se remonta a más de 20 años.

Mantener el apetito existente por el crédito argentino en los mercados internacionales, con rendimientos actuales o mejores, es crítico para el país.

Viene de tapa

Plan Gas, en cómodas cuotas mensuales

su balance 2017, en el sector de Finanzas de YPF recordaron que el monto está deven-gado; de lo contrario, el agujero en las cuentas sería gigante. “Vamos a reclamar lo nuestro”, confirmaron.

La devaluación cercana al 15% que promovió el Gobierno desde diciembre también generó un nuevo conflicto, ya que Aranguren postuló el Día del Petróleo (13 de diciembre) que la deuda era de \$ 26.200 millones. El cambio a moneda dura es fundamental, porque ese valor ya estaría licuado con la devaluación.

Los subsidios a la pro-

ducción de gas ya han enfrentado anteriormente a las empresas con el Gobierno *market-friendly*. El año pasado, la Resolución 46 prometía los benditos US\$ 7,50 por millón de BTU a partir de enero de 2018 para el desarrollo de gas no convencional. Sin embargo, al afinar el lápiz, la Resolución 419 modificó condiciones y perjudicó a las grandes petroleras que ya hundían capital en Vaca Muerta.

Se entendió que fue para favorecer la llegada de nuevos inversores, pero, a la vez, perjudicó a los que ya esta-

ban. Una de las cuatro mayores productoras señaló este sinsentido.

Según indicó Aranguren, los subsidios al gas ascendieron hasta los US\$ 23.100 millones en los años del kirchnerismo, y apuntó a la “pesada herencia” que llevó al país a ser importador del fluido.

A su vez, comentó que hay 17 proyectos aprobados para recibir US\$ 7,50 por millón de BTU por la producción de gas no convencional. Lo que no explicó es cómo hará el Estado para pagar ese sostén, si está atrasado con los anteriores subsidios.



IPH

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

CABLES DE ACERO | ESLINGAS | ACCESORIOS

American Petroleum Institute API Membership, License 9A-6014. **Grosby** Distribuidor oficial para Argentina y Brasil.

(5411) 4469-8100 www.iphglobal.com

Son los Bloques I y II del área hidrocarburífera CA 12, ubicada en el centro de la provincia

Tierra del Fuego licitó dos bloques

La gobernadora de Tierra del Fuego Rosana Bertone dio a conocer las licitaciones de los permisos de exploración de los Bloques I y II del área hidrocarburífera CA 12, ubicada en el centro de la Provincia. El acto se llevó a cabo en el auditorio del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) y contó con la presencia del Director Ejecutivo de la Agencia de Recaudación Fuegoquina (AREF) Luis Capellano; el Secretario de Hidrocarburos de la Provincia, Omar Nogar y funcionarios del Gobierno Nacional.

Al hacer la apertura de la presentación, la Gobernadora agradeció al Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, “y en especial a su presidente, el Ingeniero Ernesto López Anadón, por habernos cedido el auditorio para la organización de este importante evento que es nada más y nada menos que la presentación de las licitaciones de exploración de las áreas CA12 Bloque I y II pertenecientes a la Provincia de Tierra del Fuego”

También agradeció a los funcionarios del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, funcionarios y legisladores provinciales, representantes de las Cámaras Empresarias de la Provincia, al Sindicato de Petróleo y Gas de Tierra del Fuego, y otras Cámaras empresarias relacionadas con la industria de los hidrocarburos.

“Esta presentación oficial de las licitaciones de los permisos de exploración de las áreas CA 12 I y CA 12 II es un hito muy importante para la historia de la Provincia de Tierra del Fuego, porque de resultar exitosa será la primera vez, desde la sanción de la Ley Nacional N° 26.197, que la Provincia otorgará un Permiso de Exploración.

En 2018 la Provincia vuelve a colocar en un proceso licitatorio nacional e internacional dos áreas exploratorias de nuestro subsuelo fueguino” dijo la Gobernadora, y destacó que “Tierra del Fuego es una de las provincias argentinas que más aporta a la matriz energética nacional, especialmente en materia de gas natural. Espero que este proceso licitatorio genere expectativas no solamente a nivel local sino también en el ámbito nacional e internacional”.

“Para Tierra del Fuego el desarrollo de la industria de los hidrocarburos resulta una de las piezas claves para impulsar una matriz económica sustentable y de largo plazo. Somos conscientes que no es fácil desarrollarla, pero para que este paso pueda darse es necesario recrear las condiciones de inversión necesarias para que las empresas

petroleras elijan radicarse en nuestra provincia”.

“Sabemos que sin inversión genuina del sector privado y sin la infraestructura adecuada es imposible” remarcó la mandataria. “Espero que este lanzamiento convoque el mayor número de empresas interesadas para estas licitaciones, que serán sometidas a un proceso de selección transparente a través de una comisión interdisciplinaria creada para este fin”. Por su parte, el Director Ejecutivo de la Agencia de Recauda-

ción Fuegoquina (AREF) Luis Capellano informó que “esta gestión de gobierno asumió el compromiso de reafirmar la importancia de los hidrocarburos teniendo en cuenta el aprovechamiento social de su explotación, de los controles de su extracción y el cumplimiento de los compromisos asumidos, estableciendo un justo balance entre el derecho de las comunidades, la preservación del ambiente y la generación de rentas fiscales, en un marco de previsibilidad jurídica y normativa

para quienes invierten”.

“Estamos ante un sector de la matriz económica de la provincia que, desarrollado con responsabilidad, transparencia y previsibilidad, desde el punto de vista de las finanzas públicas permite a las provincias petroleras lograr un mayor grado de autonomía. También estamos ante un verdadero círculo virtuoso, dado que promocionar y licitar nuevas áreas de exploración redundará en áreas de explotación que sin ningún lugar a dudas cuando

el precio del gas llega a boca de pozo, ese precio da empleo, ese precio paga regalías, ese precio paga impuestos y ese precio permite a las empresas incorporar nuevas tecnologías y realizar más inversiones”, destacó Capellano.

La presentación en la que se dieron detalles del proceso licitatorio, aspectos regulatorios, logísticos, de infraestructura, además de los beneficios fiscales, estuvo a cargo de Franco Armanini; el Gerente de Fiscalización C.P Arturo Capellano y la Abogada Verónica Tito de la AREF; y del Lic. Alejandro Aguirre y la Abogada Verónica Luna de la Secretaría de Hidrocarburos Provincial.

TGS
EN VACA MUERTA

**ARGENTINA
NECESITA ENERGÍA
PARA SEGUIR
CRECIENDO**

US\$ 250 millones
que alcanzará los US\$ 800 millones.

92 km
de gasoducto de 36"

37 MMm³/día
ampliable a 56 MMm³/día

Planta de Acondicionamiento
en Loma Campana, construida para acondicionar el gas inyectado al gasoducto.

TGS desarrollará en Vaca Muerta, una obra fundamental para transportar la producción de gas natural en Neuquén. Una inversión inicial de US\$ 250 millones que alcanzará los US\$ 800 millones en instalaciones de infraestructura para la captación de la producción de gas natural hacia los sistemas troncales de transporte.

TGS consolida su compromiso con el abastecimiento energético del País y confirma el rol protagónico de la inversión privada como sostén del crecimiento económico y la generación de empleo.

PDVSA demandó a firmas internacionales de comercialización de energía

Una novela caribeña de alto vuelo

La petrolera estatal venezolana, PDVSA, demandó a las principales firmas internacionales de comercialización de energía por su presunto rol de canalizar sobornos para corromper a funcionarios de la compañía a cambio de contratos fraudulentos de compra de petróleo.

La caldera del diablo

La demanda fue presentada en Miami y se enfiló contra Glencore, Trafigura, Vitol y Lukoil —entre los nombres más conocidos—, los bancos BAC Florida Bank (capitales nicaragüenses), EFG internacional, A.G. Blue Bank internacional N.V. y decenas de personas y empresas del sector petrolero.

El pleito tiene como background una novela caribeña de alto vuelo donde corruptores y corrompidos integran un entramado que involucra miles de millones de dólares.

La demanda contra las mencionadas, pone de manifiesto los mecanismos manipulación en los precios de crudo, espionaje electrónico y hasta presuntos vínculos con carteles de la droga. En el escrito —al que tuvo acceso Energía&Negocios—, se alega que se engañó a la empresa de propiedad estatal que fue perjudicada en miles de millones en ingresos desde 2004.

Tiene la palabra

Para llevar adelante la demanda Petróleos de Venezuela formó un fondo especial creado por ese fin bajo el nombre “PDVSA US Litigation Trust” y David Boies, un reconocido abogado de Nueva York es quien lleva adelante la demanda en representación de PDVSA.

Boies también lleva adelante otros dos casos políticamente complicados que tensan las relaciones entre los Estados Unidos y Venezuela, dijo que “la demanda fue motivada por la determinación del gobierno venezolano de demostrar que toma en serio la corrupción.”

La demanda fue interpuesta mientras EE.UU. impulsa una investigación sobre corrupción en PDVSA,



y la administración Trump que amenaza con paralizar las sanciones petroleras en el país que se encuentra sobre una de las reservas de crudo más grandes del mundo.

Boies dijo que la queja de 60 páginas se lee como una novela de John Grisham, lo que refleja el comportamiento anárquico de los funcionarios de PDVSA y las compañías petroleras internacionales durante más de una década. Vitol, Glencore, con sede en Suiza, Trafigura y Lukoil, de Rusia, están entre los más de 40 demandados, incluidos comerciantes deshonestos, otras firmas multinacionales de energía, compañías ficticias, funcionarios de nivel medio de PDVSA y un banco de propiedad nicaragüense en Florida.

Inside information

El plan para fijar precios, licitar ofertas y eliminar la competencia, así como para robar información altamente confidencial mediante la clonación de servidores de la compañía, llevada a cabo por dos ex altos funcionarios de PDVSA, Francisco Morillo y Leonardo Baquero.

En 2004, los dos venezolanos establecieron en Panamá una firma consultora, Helsing Inc., que también tenía oficinas en Miami, Ginebra y la isla británica de Jersey. La compañía actuaba como consultora y fue el conducto por el que supuestamente, algunos de los principales clientes y proveedores de PDVSA obtuvieron información privilegiada sobre las licitaciones de

PDVSA para las exportaciones de petróleo, así como la compra del crudo liviano que Venezuela utiliza para refinar su crudo pesado.

La demandante alega que entre otras actividades ilícitas, un “servidor clonado” fue instalado en las oficinas de Helsing en Miami por un administrador de TI de PDVSA apodado “el Nerd” para dar a los intermediarios y sus clientes acceso en tiempo real a la información sobre ofertas competidoras y futuras licitaciones.

A cambio del adelanto y otras ventajas, Helsing, que no estaba autorizada a realizar transacciones directamente con PDVSA, habría cobrado fuertes sumas de dinero mensuales y en la demanda se los describen como “co-conspiradores de la compañía petrolera”.

Además se habría documentado también que percibieron “compensaciones” mensuales que iban de los 15 mil a los 150 mil dólares, además de un pago que iba entre los 5 centavos y los 22 centavos por cada barril de petróleo que se vendía a las empresas envueltas en la red de corrupción. Parte de ese dinero fue pagado por las compañías panameñas en forma de sobornos a cuatro gerentes de PDVSA, uno de los cuales es Ysmael Serrano, vicepresidente de Pdvsa.

Principio del fin

La trama se descubrió tras el arresto en noviembre pasado del ex ministro chavista de Petróleo de Venezuela, Eulo-

gio Del Pino, hombre importante del régimen de Nicolás Maduro en el marco de una investigación de corrupción.

Según señala Reuters, las investigaciones apuntan a que más de US\$ 11.000 millones habrían desaparecido de las arcas de la empresa estatal en los últimos diez años.

Venganza con aroma de mujer

Wilmer Ruperti es un empresario y magnate del transporte petrolero marítimo venezolano y que posee contratos con PDVSA, para la distribución del crudo hacia los cuatro puntos cardinales.

Ruperti y Morillo se conocen desde hace más de dos décadas y tuvieron una estrecha relación que condujo a Morillo a ocupar posiciones privilegiadas en Trafigura de Venezuela, de la que Ruperti era representante en la época.

Francisco Morillo —quien posee nacionalidad venezolana y francesa— tenía 26 años cuando empezó a trabajar con Ruperti. Para ese entonces, Morillo lograba una cantidad de negocios importantes en el área petrolera y de energía para Trafigura que lo retribuía con comisiones ganadas en la negociación. Al parecer, las comisiones no fueron suficientes para mantener al operador satisfecho y las diferencias entre Ruperti y Morillo terminaron con una ruptura de la relación comercial. Tras el distanciamiento, Morillo empezó como cuantapropista.

Pero la vieja amistad se convirtió en un incordio, tras relación sensorial ocur-

rida entre Ruperti y Vanessa Acosta Fridman, esposa de Morillo.

Finalmente las viejas riñas dieron paso a las acciones de venganza y así, la mayoría de los documentos del caso, el grueso de la prueba documental presentada en la demanda fue suministrada por la dolida esposa de Morillo, de la que se encuentra actualmente separado.

Entre el material presentado por la mujer se encuentra la copia del disco duro de la laptop de Morillo que contiene miles de correos electrónicos que brindan amplios detalles sobre la conspiración. Algunos analistas cercanos al asunto sostienen que Wilmer Ruperti estaría detrás de esta acción civil del fideicomiso de PDVSA contra más de 40 demandados.

Más controversias

En febrero pasado, los fiscales de Houston revelaron los cargos contra cinco ex altos funcionarios, incluido un viceministro de petróleo, por tomar sobornos. La acusación formal alega que el ex presidente de PDVSA, Rafael Ramírez, fue uno de los beneficiarios de los pagos ilegales.

Ramírez salió de Estados Unidos en busca de un lugar no revelado después de renunciar como embajador en las Naciones Unidas en diciembre y desde entonces ha sido blanco de una investigación por corrupción en Venezuela que ya ha llevado al arresto de docenas de empleados, incluido su sucesor. Sin embargo, Ramírez no fue nombrado en la demanda civil.

Futuro incierto

Ante la posibilidad que haya un ganador en el litigio, para cobrar, el beneficiario tendrá que esperar a que las sanciones impuestas por los Estados Unidos contra el régimen de Venezuela sean derogadas para hacerse de los fondos, lo cual se produciría solamente cuando haya un cambio político en el país, según lo advirtió la administración Trump en recientes declaraciones.

PROMO IRON POWER | 10 CHEQUES SIN INTERÉS DE 13 a 200 KVA

IRON GROUP

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

El gigante asiático fijó los precios de los futuros de crudo en yuanes

China pateará el tablero internacional del petróleo

China dio en marzo su primer paso para conseguir que el yuan se convierta en moneda de referencia para fijar los precios sobre las materias primas con el lanzamiento del esperado contrato de futuros de petróleo en yuanes en la Bolsa Internacional de Energía de Shanghái.

El segundo mayor consumidor de petróleo del mundo después de Estados Unidos quiere hacer que su creciente poder económico se traduzca también en poder para establecer los precios mundiales y que China y Asia tengan una menor dependencia del dólar.

Y es que, en ausencia de un punto de referencia para el crudo en la región, los países asiáticos pagan más que Europa y América por el petróleo importado.

En el caso de China, eso supone 2.000 millones de dólares adicionales por año, según ha recordado estos días la prensa oficial china.

Tras décadas retrasándolo, el inicio de estos contratos fue anunciado hace pocas semanas por la Comisión Reguladora de Valores de China y finalmente se materializó hoy en una operación con la que China desafía a las referencias petroleras del mundo denominadas en dólares, el Brent y el West Texas Intermediate (WTI).

El país asiático ya había intentado en los años noventa establecer un mecanismo de contratos locales para el comercio de petróleo, pero pronto dejó de operarlo. Este es el primer futuro cotizado en la parte continental de China abierto a los inversores extranjeros.

El interés de Pekín para que lleguen inversiones foráneas es tal que hace unos días el Ministerio de Finanzas anunciaba la suspensión de los impuestos sobre los ingresos de los inversores extranjeros que negocien contratos de futuros de crudo en yuanes.

Esa suspensión fiscal se extenderá durante tres años de duración para los inversores individuales en el extranjero y también estará vigente para los inversores institucionales, aunque para ellos no se ha especificado la duración del plazo.

Y es que, según explicó a Efe el analista de Facts Global Energy (FGE), Weng Inn Chin, el éxito o fracaso de este lanzamiento dependerá de si convence a los inversores extranjeros. "Sin una amplia gama de compradores/vendedores internacionales, el intercambio no será popular", apuntó.

"La liquidez de un contrato de futuros es clave; los inversionistas son tradicional-

mente cautelosos de las transacciones en las bolsas chinas debido al riesgo de interferencia del Estado", agregó este experto, quien cree que el desarrollo de este mercado "se enfrenta a muchos retos" aunque el movimiento de China tiene "mucho sentido lógico".

Pese a que numerosos expertos han acogido favorablemente la decisión de China, la mayoría coincide en que tendrá que pasar tiempo para que estos nuevos futuros petroleros desafíen realmente a los

puntos de referencia actuales y el país asiático se convierta en un referente global.


Según explicó a Efe, el responsable de análisis macroeconómico y de materias primas de Julius Baer, Norbert Rücker, por el momento este nuevo contrato no va a tener "un gran impacto en el mercado". "El trading del petróleo y las materias primas está en general muy establecido en dólares estadounidenses. El lanzamiento de este contrato se ha retrasado durante un tiempo, lo que puede ser

indicio de que el interés es bastante limitado. Hay otras medidas que parecen más relevantes para la internacionalización del yuan", dijo.

Los futuros cotizados son contratos que se entregarán desde septiembre de este año hasta marzo de 2019. Los precios de referencia de 15 contratos se fijaron hoy en 416 yuanes (65,8 dólares, 53,4 euros), 388 yuanes (61,5 dólares, 49,8 euros) y 375 yuanes (59,4 dólares, 48,1 euros) por barril, dependiendo de las fechas de entrega.

El precio de apertura del contrato SC1809 comenzó en 440 yuanes (69,8 dólares, 56,4 euros) por barril. Veinte minutos después de la apertura, se habían efectuado 14.000 transacciones.

Los márgenes comerciales para los futuros se establecen en el 7% del valor del contrato, mientras que los límites de negociación ascendente y descendente son del 5%, y los de las transacciones en el primer día de negociación se fijan en el 10% de los precios de referencia.



POSGRADOS | UCES
La excelencia, un compromiso.

PROGRAMA EJECUTIVO EN

ENERGÍAS RENOVABLES

- Argentina está diversificando su matriz energética.
- Objetivo de 20% de energías renovables en 2025.
- Más de 60 proyectos en marcha.
- Más de 4.000 millones de inversiones (RenovAr, R.202 y contratos privados).

PROGRAMA ACADÉMICO RESUMIDO

- Política y Planificación Energética en Argentina
- Marco Regulatorio y Contractual de las Energías Renovables
- Fundamentos Técnicos y Desarrollo de Proyectos de Energías Renovables
- Régimen de Fomento y Garantías
- Evaluación Económico-Financiera de Proyectos de Energías Renovables
- Instrumentos de Financiamiento y Project Finance
- Mercado a Término de Energías Renovables – Regulación y Contratos
- Contratos de Provisión de Equipamiento y Construcción
- Energía Distribuida. Nuevas Tecnologías. Eficiencia Energética
- Casos de Estudio (Proyectos) en Energías Renovables

Inicio: 3 de Mayo de 2018
Duración: 4 meses
Horario: Jueves, de 18.30 a 22 hs.
Modalidad presencial y streaming

INSCRIPCIÓN ONLINE
 Pago de matrícula en 2 cuotas con Tarjeta de Crédito

CUPOS LIMITADOS

DESTINATARIOS

Personal jerárquico de desarrolladores/promotores de proyectos energéticos, consultores, grandes usuarios de energía, generadores, distribuidores, transportistas, entes reguladores nacionales y provinciales, estudios jurídicos, estudios contables, agentes de bolsa, bancos e instituciones financieras, *brokers* y compañías de seguros, empresas petroleras, dependencias gubernamentales nacionales, provinciales y locales, embajadas, y demás interesados del país y del exterior.

CUERPO DOCENTE

- Mauro Soares
- Sebastián Kind
- Ramiro Gómez Barinaga
- Fernando Lagarde

POSGRADOS | UCES
La excelencia, un compromiso.

uces.edu.ar/posgrado/

DEPARTAMENTO DE POSGRADOS-UCES
 Informes e Inscripción: Paraguay 1239, 2º Piso (C1057AAS), Buenos Aires, Argentina • Tel.: (+5411) 4814-9200 internos 487, 488 y 423.
 energiasrenovables@uces.edu.ar

La agencia elevó su pronóstico de demanda de petróleo a 99,3 millones de barriles por día

AIE: la demanda global de crudo aumenta, pero no se prevé mayor oferta

Según la Agencia Internacional de Energía (AIE), la demanda global de petróleo crudo repuntaría rápidamente este año, pero la producción sigue aumentando a una tasa acelerada, lo que podría llevar a un alza los inventarios en el primer trimestre de 2018.

La AIE elevó su pronóstico para la demanda por petróleo este año a 99,3 millones de barriles por día (bpd) desde los 97,8 millones de bpd de 2017.

Los inventarios comerciales de crudo en las naciones industrializadas de la OCDE subieron en enero por primera vez en siete meses a 2.871 millones de barriles, 53 millones de barriles por sobre su promedio a cinco años, dijo la AIE.

La AIE dijo que Venezuela, donde una crisis económica ha bajado la producción petrolera en un 50 por ciento en dos años está en mínimos que no se habían registrado en más de una década y podría desatar una nueva reducción en las existencias.

“Con el suministro de Venezuela claramente vulnerable a un declive acelerado, sin ningún cambio compensatorio de otros productores, es posible que el país latinoamericano pudiera ser el elemento final que empuje decisivamente al mercado a un déficit”, dijo la AIE.

En un esfuerzo por vaciar los inventarios, la OPEP, Rusia y otros grandes exportadores implementaron un acuerdo para bajar su bombeo en cerca de 1,8 millones de bpd desde enero de 2017 y hasta el cierre de 2018.

Asumiendo que no se registren cambios en la producción de la OPEP durante el resto del año, la AIE dijo que esperaba un incremento modesto en las existencias del cartel para el primer trimestre de 2018, con declive posterior.

La agencia señaló que proyecta que la oferta de países no OPEP aumente en 1,8 millones de bpd en 2018 llegando a los 59,9 millones de bpd, encabezada por Estados Unidos, en donde se prevé que la producción de crudo suba en 1,3 millones de bpd en 2018 a más de 11 millones de bpd para fines de año.

Opiniones encontradas

“Los inventarios globales de petróleo, el referencial para un pacto de suministro global, han estado en declive pese a un incremento de la producción en Estados Unidos, dijo el ministro de Energía de Ru-



sia, Alexander Novak.”

El crudo Brent alcanzó un máximo de tres años de más de 70 dólares por barril gracias a los esfuerzos para restaurar el equilibrio del mercado. Desde entonces, ha caído a alrededor de 62 dólares en la medida en que Estados Unidos, que no es parte del pacto de reducción de suministro, ha aumentado la producción de petróleo de lutitas.

“Estamos contemplando la situación como un todo y vemos que los inventarios se han reducido”, comentó Novak tras pronunciar un discurso ante un comité del Consejo de la Federación Rusa, la Cámara alta del Parlamento.

Por su parte, la agencia gubernamental norteamericana Administración de Información de Energía (EIA) dijo la semana pasada que prevé que la producción local de crudo suba este año más a lo esperado previamente.

La agencia proyecta que la producción de crudo en Estados Unidos suba en 1,26 millones de bpd, a 10,59 millones de bpd en 2018. Para 2019, elevó su pronóstico de crecimiento de la producción levemente a un aumento de 590.000 bpd, a 11,18 millones de bpd, superando a Rusia como el mayor productor de petróleo del mundo.

Novak también dijo que prevén que el precio promedio del petróleo se mantendrá “cerca de los 60 dólares” este año.

Reequilibrio

La postura rusa parece ser avalada por Goldman Sachs que subió su pronóstico para el precio del crudo Brent respaldado en un reequilibrio de los mercados petroleros seis meses antes de lo esperado, dado un crecimiento estable de la demanda y un cumplimiento continuo de los recortes de suministro liderados por la OPEP. Las estimacio-

nes del banco para el precio del crudo Brent a tres, seis y 12 meses subieron a 75 dólares, 82,50 dólares y 75 dólares por barril, respectivamente, desde 62 dólares por barril previamente.

Sin embargo, Goldman prevé que el precio vuelva a caer en la medida en que los productores de esquisto en Estados Unidos bombeen más para aprovechar los precios más altos ante la reducción de los inventarios globales.

“Esperamos que la respuesta del esquisto, el eventual incremento de la OPEP y un mayor bombeo de países no-OPEP hagan que los precios bajen secuencialmente, con nuestro pronóstico para el Brent en 2020 en 60 dólares por barril”, dijo GS en un comunicado.

Goldman prevé un déficit en el mercado petrolero global de 0,2 millones de barriles por día en 2018, seguido por un superávit global de 0,73 millones de barriles por día en 2019.

Alianza

Desde hace un tiempo se percibe una alianza tácita entre Rusia y la Opep. Dicha alianza no escrita podría ser el impulso para extender el recorte a la producción de 10 a 20 años. El príncipe heredero de Arabia Saudita, Mohammed bin Salman, dijo que Riyadh y Moscú estaban considerando extender los recortes. La misma tendría como línea base la producción de petróleo que comenzó de 2017.

“Estamos trabajando para pasar de un acuerdo de un año a otro a un acuerdo de 10-20 años”, dijo el príncipe. “Tenemos un acuerdo sobre el panorama general, pero aún no sobre los detalles”. El principal productor de la OPEP, Arabia Saudita, comenzó conversaciones con Rusia y otros productores, luego del fin del acuerdo secreto fir-

mado en septiembre de 2014 con EE.UU. para hacer caer los precios internacionales del crudo.

En aquella oportunidad, los precios se derrumbaron \$ 100 por barril en 2014 a menos de \$ 30 en 2016. Produjo una devaluación del rublo de más del 50% y un impacto en la economía venezolana que la provo de unos 400 mil millones de dolares en los últimos cuatro años.

Mohammed bin Salman aseguró que una flotación del 5 por ciento del capital social de la petrolera saudita estatal Aramco podría tener lugar a fines de 2018 o principios de 2019. Esto va a depender de las las condiciones del mercado. En la actualidad el crudo se recuperó a 65 dólares. Sin embargo la producción en rápido aumento de los productores de lutitas estadounidenses ha limitado los precios.

Rusia, que nunca formó parte de la OPEP, ha trabajado junto a la organización durante las últimas crisis del petróleo. Estas datan de 1990, pero un acuerdo de 10 a 20 años entre ambos no tendría precedentes. De llegar a concretarse la alianza entre Rusia y la Opep podría extender los controles sobre el suministro mundial de petróleo por los principales exportadores durante muchos años.

El comité ministerial de la OPEP que controla el cumplimiento del acuerdo entre el cártel y los países que no son parte del grupo, liderados por Rusia, para reducir el bombeo de petróleo se reunirá el 20 de abril en la ciudad de Yeda.

A la venta

Recientemente se anunció la salida a la bolsa de valores del 5% de la empresa petrolera de propiedad del gobierno saudita, la Saudi Arabian Oil Co (Aramco).

Este hecho sacudirá al mercado de renta variable a nivel global con una oferta

pública sin precedentes. Esta operación la convertiría en la mayor empresa del mundo con una valuación de alrededor de 1.5 billones de dólares.

Al parecer, la medida se enmarca en los grandes cambios que se están produciendo en Arabia Saudita, donde en los últimos años se están generando reformas históricas en el plano social, económico y también en los mercados.

Arabia Saudita recaudaría unos 75 mil millones de dólares con una venta del 5% de Aramco en la oferta pública inicial, asumiendo una valoración de 1.5 billones de dólares, que se destinará para implementar las reformas planificadas y aliviar la dependencia de la economía del petróleo. Esto es vital para el reino, especialmente en medio de las preocupaciones de la disminución de la demanda de petróleo a largo plazo. Para los mercados petroleros mundiales, la oferta pública inicial puede proporcionar más transparencia, dado que probablemente se requiera una auditoría independiente de las reservas probadas. La oferta pública inicial de Aramco será la confirmación del principio de una fase de reformas estructurales, pues según sus dirigentes habrá otras ofertas públicas de venta de entidades estatales. La capitalización bursátil de Aramco duplicará a la de Apple, que actualmente es la compañía más grande del mundo, será cuatro veces mayor que

Exxon Mobil Co. y al menos una quinta parte del índice MSCI Emerging Markets Index valorado en 5.8 billones de dólares, la referencia para mercados emergentes. Al mismo tiempo, Arabia Saudita planea crear el mayor fondo de riqueza soberana y vender cientos de activos estatales, incluyendo participaciones en la bolsa de valores, clubes de fútbol y molinos harineros. Aramco está listo para su salida a bolsa en la segunda mitad del año, dijo la semana pasada el presidente ejecutivo, Amin Nasser.

Todavía no hay ningún tipo de confirmación sobre cuándo se producirá la salida a bolsa. El ministro de Petróleo de Arabia Saudita, Khalid Al-Falih, dijo el miércoles en el Foro Económico Mundial de Davos, que la OPV tendrá lugar “cuando sea el momento adecuado”. Esperamos que 2018 sea el momento apropiado, pero en última instancia tenemos que asegurarnos que el mercado esté listo, dijo, cuando se le preguntó si estaba señalando un retraso.

Aunque es prometedora la región tiene una serie de riesgos geopolíticos que abren interrogantes

El gas natural avanza en el mediterráneo oriental

Hace poco más de un mes, el gas natural comenzó a fluir abundantemente del yacimiento "Zohr", en Egipto. Esto podría transformar al país en independiente en materia energética y hasta en un animado exportador. Ese yacimiento contribuye a transformar al subsuelo del Mediterráneo Oriental en una importante fuente de provisión de gas natural. En efecto, la estatal petrolera italiana Eni comanda –en paralelo– la puesta en marcha de ese importante proyecto de explotación gasífero que está transformando la matriz energética de Egipto.

Ese yacimiento se suma a los descubrimientos ya realizados en el subsuelo marítimo en Israel y Chipre de los que ambos países y el Líbano han comenzado ya a beneficiarse. En momentos en que la producción de los yacimientos del Mar del Norte está ya declinando, lo antedicho es importante para las posibilidades de un abastecimiento variado a los países europeos.

No obstante, la región del Mediterráneo Oriental tiene una serie de riesgos geopolíticos que componen signos de interrogación acerca de la posibilidad de explotar al máximo los descubrimientos de gas natural realizados. Pero así como esto puede generar obstáculos, lo cierto es que puede también transformar la geo-



Por Emilio J. Cárdenas (*)

política y la economía del rincón del Mediterráneo que hoy procura activamente extraer del lecho del mar el gas natural, acercando a algunos de sus principales actores. Esto pese a que, en Europa, la provisión de gas no tiene mayores problemas, puesto que Rusia lo vende abundantemente en sus mercados vecinos, transportándolo con una adecuada red de cañerías. Pero la posibilidad de contar con más de un proveedor no es un tema menor.

El desarrollo de "Zohr" podría financiarse, al menos parcialmente, a través de exportaciones. Lo mismo seguramente puede ocurrir con el yacimiento "Afrodita" descubierta cerca de Chipre en el 2011. A

todo lo que se agrega que Israel comenzó el año pasado a desarrollar su yacimiento costa afuera denominado "Leviatán" en un proyecto liderado hasta ahora por Noble Energy. A lo que hay que sumar la puesta en marcha de la explotación de los yacimientos "Karish" y "Tanin", en el mar adyacente a Grecia.

Israel ya tiene el acuerdo político doméstico necesario para llevar parte del gas generado por su subsuelo marítimo a Italia, a través de Chipre y Grecia. El tema no es simple desde que hablamos de distancias del orden de los 2.000 kilómetros y de profundidades cercanas a los 3 kilómetros.

Respecto del gas natural que fluye en torno a Chipre, los reclamos soberanos de Grecia y Turquía, así como los de las dos secciones en las que todavía se divide la isla, deberán ser cuidadosamente alineados y coordinados. Turquía mantiene un buque sísmico al norte de la isla como señal inequívoca de su voluntad de no ser dejado de lado en la explotación de los descubrimientos de gas natural. Hablamos, sin embargo, de proyectos complejos que requieren financiamiento y con altos costos. Por ello el yacimiento "Afrodita" antes mencionado no ha comenzado a explotarse todavía, pese a que fue descubierto hace ya seis años.

De todos los descubrimientos recientes de gas natural en el subsuelo del Mediterráneo Oriental el realizado en "Zohr" es el que ha avanzado más rápido, puesto que ya está en explotación pese a que su descubrimiento tiene apenas 3 años. Quizás la existencia de un amplio mercado doméstico en Egipto actúa como acelerador de este proyecto.

El caso también mencionado de "Leviatán" tardó 7 años en comenzar a ser explotado, fundamentalmente por dificultades políticas en Israel que tuvieron que ver con la manera de explotar el descubrimiento y con la utilización de su producción.

En el caso de Egipto hay que mencionar también los recientes descubrimientos de la multinacional BP en el delta del Río Nilo, con cuya producción se espera Egipto podría comenzar a exportar en el 2020, a lo que debería agregarse las exportaciones de gas licuado de su subsuelo mediterráneo.

Todo lo antedicho sugiere que un nuevo polo en materia de explotación y transporte de gas natural es ya una realidad en las costas de Egipto, Israel, Chipre y Líbano, con todo lo que ello supone para los países nombrados.

(*) Ex Embajador de la República Argentina ante las Naciones Unidas.



Generación de energía, enfriamiento de procesos y climatización.

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

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

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

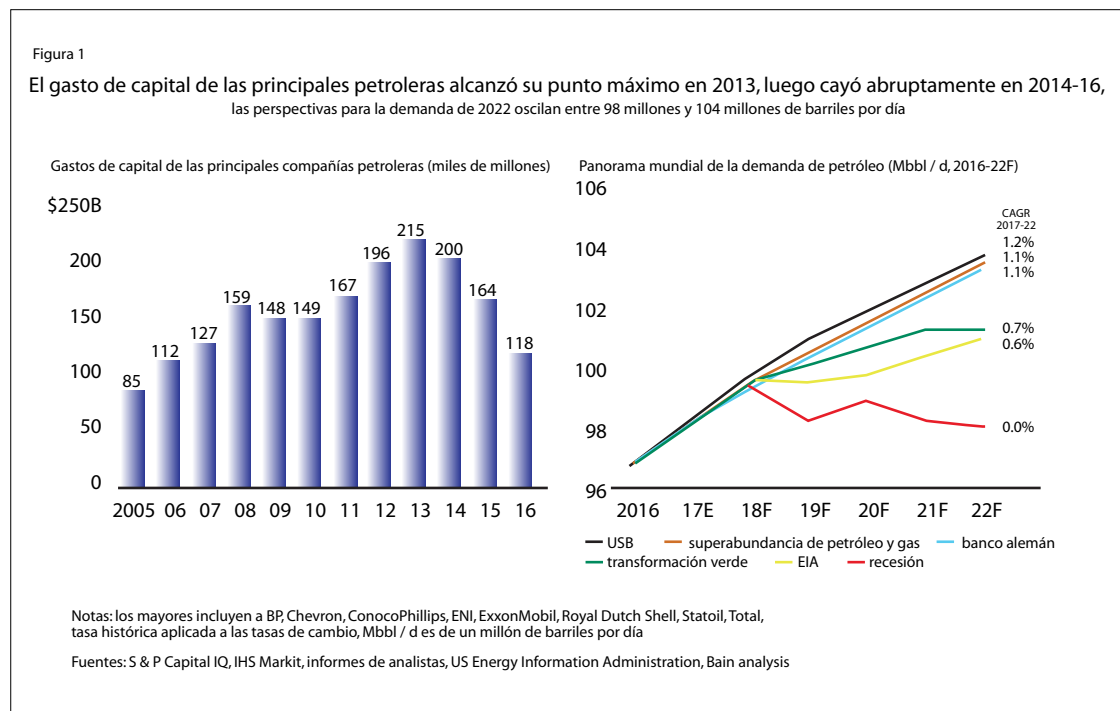
Según un informe de la consultora Bain & Company Accelerating Capital sobre el desarrollo en 2018

Los proyectos de las petroleras mejoran las perspectivas de inversión

La crisis que ha sufrido el sector del petróleo y del gas en estos últimos años podría estar llegando a su fin. Su fuerte descenso desde un máximo de US\$115 (en el caso del Brent) un 14 de junio de 2014 hasta mínimos por debajo de los US\$ 28 provocó una auténtica convulsión para las grandes compañías petrolíferas mundiales, que tuvieron que apretarse el cinturón, recortando gastos de capital hasta un 40% entre 2014 y 2016.

Pero, según el informe de la consultora Bain & Company Accelerating Capital: 2018 Oil & Gas Industry Planning Outlook, la industria del petróleo y el gas ya está lista para pisar el acelerador. Los proyectos se empiezan a recuperar, mejorando la viabilidad de las inversiones viendo los resultados de 2017.

El precio del gas y del petróleo es más firme que en años anteriores, y teniendo en cuenta el descenso de los costos operativos no sería de extrañar que las inversiones



registren un incremento entre el 15% y 20% en 2018 respecto al año anterior.

Ahora que los precios del petróleo parecen haberse afirmado por encima de los US\$ 60 por barril, las compañías

de petróleo y gas están comenzando a perder algunos de sus activos no estratégicos más valiosos para pagar sus deudas y financiar sus planes más rentables. Se esperan muchos activos cambiando de

manos en los próximos meses, según analistas de Tudor, PricewaterhouseCoopers y Holt.

Los esfuerzos de reducción de costos de los últimos años han sentado las bases para un retorno sensato de la inversión en los próximos meses. La fuerte desaceleración en el gasto que llevó a cabo la industria del petróleo y el gas, estuvo acompañado de los débiles precios del petróleo de 2015 y 2016, con un gasto global muy por debajo del 40% desde su máximo.

En 2017, algunos expertos llamaron el "fin de la frenada" de la industria, ya que las mejoras en los costos comenzaron a generar algunos beneficios, incluso cuando los balances aún exigían una administración muy cuidadosa.

Por eso, según el informe, hacia el 2018, con los precios del petróleo más firmes y el beneficio de una base de costos de operación mucho más baja, la industria parece estar lista para presionar con cautela el acelerador, incrementando el gasto de capital.

Esto significa que se podría aumentar el gasto entre un 15% y un 20% con respecto a 2017. Sobre el papel ya se está empezando a ver mejoras en el sector.

El informe señala que las oportunidades son positivas para los primeros que muevan ficha y para aquellos que puedan aprovechar los proyectos "ready to go". Pero recuerda que el azar es un elemento evidente en una industria que puede sufrir una rápida exaltación, y donde los costos se pueden incrementar ante las decisiones geoestratégicas.

¿Dónde se puede esperar un mayor crecimiento? Los proyectos offshore, más concretamente los de tamaño medio, pero también las arenas bituminosas, que están teniendo un impulso silencioso. Además, se necesitará desarrollar más proyectos de gas, ya que los inversores siguen buscando mejorar sus carteras con una mayor cuota de gas o petróleo.

La industria downstream de petróleo y el gas también atraerá capital, especialmente las de infraestructuras de menor escala, las nuevas estrategias para clientes y la expansión de nuevos activos de energía, incluida la generación renovable.

En definitiva, aunque el crecimiento de inversión en compañías no convencionales aún puede ser moderado, este sector es capaz de reaccionar mucho más rápido a las señales trimestrales de precios y costos, una capacidad que les permitirá que vean bien las oportunidades y puedan ser los primeros en cambiar o maniobrar en el negocio.

Aún así, los riesgos son obvios en una industria que puede calentarse muy rápidamente, donde los costos pueden aumentar y donde se trabaja a contrarreloj (probando nuevos estándares simplificados, descartando sistemas de gestión poco operativos o testeando la efectividad de las nuevas tecnologías digitales).

La industria del petróleo y el gas puede pisar el acelerador, pero con cuidado.

Caen los bonos de Chubut

Luego de los eventos políticos que se dieron en la provincia del sur, los bonos chubutenses fueron duramente golpeados por el mercado, quedando sumamente atractivos para inversores con un perfil más agresivo que buscan tomar posición en deuda sub-soberana.

Hacia mediados de enero, en una fallida declaración de uno de los funcionarios provinciales en la que comentó que Chubut buscaría "reestructurar" la deuda (es decir, sentarse a negociar con acreedores, lo cual podría implicar una quita), los spreads de los bonos de dicha provincia colapsaron, alcanzando la zona de 12.50% de YTM por fines de febrero, en el caso del bono a 2021 (PUM21), uno de los bonos "dollar-linked" que cotiza en la plaza local. Más allá de la luz de alerta que se generó en torno a los

bonos chubutenses, la verdadera intención por parte del Gobierno provincial era "refinanciar" la deuda (emitir nuevos bonos al momento de vencimiento de los actuales para rolear la deuda, práctica habitual en los mercados).

Luego de las declaraciones, la gobernación de Chubut emitió otro comunicado disculpándose por el malentendido y aclarando que "no existe riesgo alguno de default", agregando que la provincia ha venido cancelando todos sus compromisos, incluso reduciendo en los últimos meses su programa de Letras en dólares, de 188 millones a 115 millones. La curva dollar-linked provinciales muestra un fuerte des-arbitraje entre los bonos de Chubut y los de las demás provincias. Claro está que cada una tiene su propia situación fiscal.

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



Wintershall mostró un importante crecimiento que se reflejó en su balance correspondiente a 2017

“Esperamos para el año 2018 otro récord en la producción”

La petrolera Wintershall ha crecido nuevamente según los datos que surgen de su balance 2017 y espera fortalecerse aún más cuando se concrete, a mitad de año, la unión con DEA otra petrolera alemana. WintershallDEA se convertiría así en la una de las compañías independientes más grandes de E&P en Europa.

Este paso fue anunciado por los ejecutivos de Wintershall durante la conferencia anual en su sede de Kassel, Alemania en marzo pasado. La fusión se traduciría en una producción de 215 millones de barriles equivalentes de petróleo al año, es decir, 600 mil barriles por día.

En términos de producción, costos y eficiencia, Mario Mehren, presidente del Consejo Administrativo de Wintershall, repasó los números del balance general del año anterior: “en 2017 mantuvimos nuestra producción récord de 165 millones de barriles de equivalente en petróleo de 2016 y completamos proyectos importantes para un crecimiento renovado de la producción en 2018. Hemos podido aumentar nuestra producción de petróleo y gas en más del 50% en los últimos seis años”

Pero la petrolera, subsidiaria del Grupo BASF, no sólo aumentó significativamente su producción sino que duplicó sus reservas cerca de 1.700 millones de barriles. La tasa de reemplazo de reserva adicional fue de 133% el año pasado y el cálculo de las reservas es de una duración de 10 años.

Gracias a un costo de producción promedio de US\$ 9 por barril está produciendo de manera más rentable. En 2017 obtuvo ingresos de operaciones por 793 millones de euros, es decir, 53% más que en 2016 a nivel global (Alemania, Noruega, Rusia, Medio



Mario Mehren

Oriente, Norte de África y Argentina son las regiones donde opera)

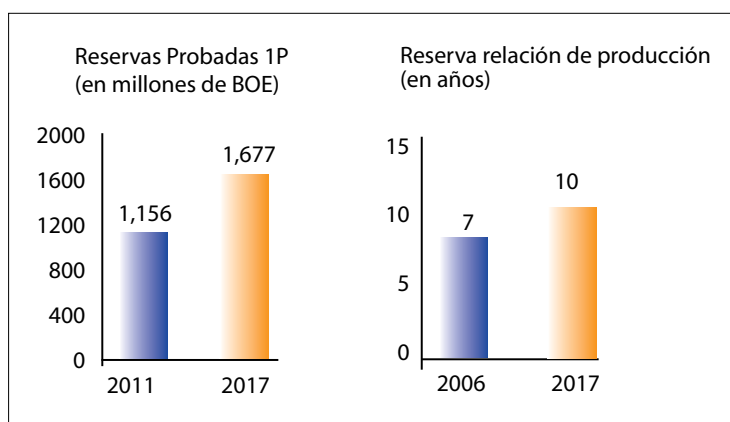
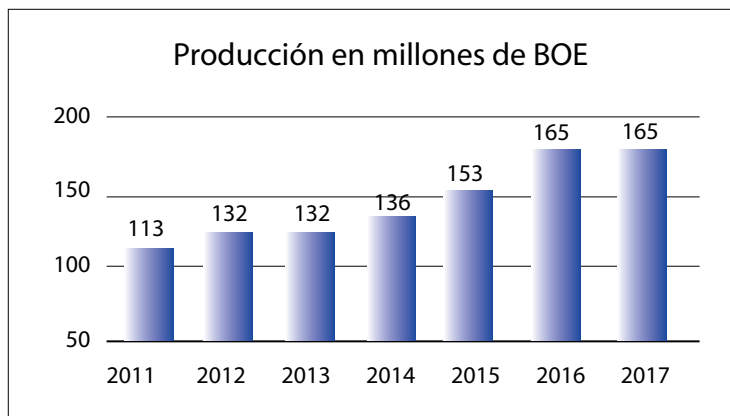
Merced al aumento en los precios de petróleo registrado en 2017 el EBIT aumentó 109% ascendiendo a 1.000 millones de euros y después de impuestos e intereses asciende a 719 millones contra los 362 millones de 2016.

Se incluyen los beneficios provenientes de Noruega y los Países Bajos, así como la venta de participaciones en la concesión de Aguada Pichana. Para 2018 Mehren espera que la compañía que dirige logre otro récord de producción, siguiendo la tendencia de los años anteriores en virtud de la adquisición de nuevos yacimientos. Entre sus planes está iniciar exploración en Brasil.

Wintershall prevé inversiones para la ampliación de las actividades relacionadas con el petróleo y el gas, que ascienden a 3,500 millones de euros hasta el 2022. Esto es cerca de la quinta parte (18%) del costo total de las inversiones del Grupo BASF para el período 2018 y 2022

Wintershall DEA como key.player en Europa

El Grupo BASF quiere formar una UTE con el grupo empresarial LetterOne con negocios en petróleo y gas. La futura compañía se convertirá en una de las mayo-



res empresas independientes de exploración y producción en Europa, ofreciendo buenas perspectivas de crecimiento.

Argentina

Hace 40 años que Wintershall desembarcó en la Argentina como inversor junto con Total en Tierra del Fuego. Hoy participa en 15 yacimientos onshore y offshore y dirige las operaciones en dos de ellos. Los bloques Aguada Federal y Bandurria Norte en Neuquen fueron en 2015 un proyecto piloto de shale y desde 2017 cuenta con un proyecto piloto de tres pozos horizontales en Bandurria Norte en tanto descubrió petróleo en Mendoza, precisamente en el bloque CN-V.

“2018 va a ser un año muy importante desde el punto de vista de las decisiones del desarrollo del shale.” aseguró

Mehren pero advirtió que “Si los costos no mejoran es mucho más difícil crear un proyecto económicamente rentable. Los costos en Argentina tienen que bajar porque en la fase piloto fueron muy altos. Pero si queremos hacer un desarrollo masivo hay que funcionar como en una planta, es decir, si los costos no bajan no vamos a tener la posibilidad de desarrollar estos proyectos exitosamente. Tenemos que aumentar la cantidad de equipos. Hoy estamos perforando 300/400 pozos pero para un desarrollo masivo de toda Vaca Muerta hay que desarrollar entre 2000 y 4000 pozos al año pero hoy no es posible. Es un problema que tenemos que mejorar. Si bien tenemos el doble de personas trabajando necesitaríamos mas si queremos un desarrollo más masivo.” Sobre la situación actual en la Argenti-

na Mehren explicó “hay tres aspectos en los que tenemos que trabajar tanto la industria como los gobiernos provinciales y el nacional. Hay un convenio entre los sindicatos y las petroleras que es muy sano y que va a generar inversión y empleo. Solamente hay que implementarlo. Hay que implementar lo que ya se acordó y esto a su vez va a ayudar a incrementar la producción y va a bajar los costos.” El segundo tema es la logística de los servicios de la infraestructura. “Si comparamo la situación del shale en Estados Unidos vemos que es completamente distinta. Allí hay competencia entre las empresas de servicios porque son muchas y obviamente cuando hay competencia bajan los costos.” El tercer tema es el de los precios del gas. “Necesitamos estabilidad o precios de mercado. Pero no el cambio de reglas de juego. Ahora el tema va a ser continuar con estas decisiones y asegurar que estas decisiones se implantarán. Con el decreto 46 hicimos inversiones pero después salió el 419 con mas beneficios a las nuevas empresas que llegan a Vaca Muerta, en cierta forma no fue equitativo”. El nuevo esquema de incentivo a la producción de gas de la resolución 46/2017 propició inversiones, particularmente en Aguada Pichana Este de 10 pozos para producir gas, pero después salió una modificación (419) con el que se reemplazó el Plan Gas I y II. Es decir obliga a producir en exceso para cobrar el subsidio. “En cierta forma no es equitativo y hay discriminación entre las empresas que ya estábamos trabajando y las que empiezan a llegar que perciben un subsidio por su producción”

El programa implementado prevé un subsidio que reconocerá a las operadoras que aumenten su producción de sha con un precio de US\$ 7,50 por millón de BTU disminuyendo hasta los US\$ 6 en 2021. “En cualquier parte del mundo un inversor quiere saber cuales son las reglas, cuales son las condiciones, y cuanto es el retorno”.

REFERENTE
EN CONSTRUCCIONES
EPC LLAVE EN MANO

info@ventusenergia.com | www.ventusenergia.com

VENTUS
NOS IMPORTA EL FUTURO

Proteccionismo norteamericano

Golpe al biodiésel: ratifican el cierre del mercado de EE.UU.

Estados Unidos concluyó que la industria norteamericana de biodiésel se vio perjudicada por dumping en las importaciones de este biocombustible de la Argentina e Indonesia y ratificó así el cierre del mercado para esos países por cinco años.

Ante esta situación, fuentes de Cancillería señalaron que sigue analizándose la posibilidad de que el país recurra a la Organización Mundial del Comercio (OMC) para presentar un panel.

En tanto, fuentes del sector privado indicaron que el tema del biodiésel estará en la agenda del encuentro que mantendrán el 14 del actual en Lima, en el marco de la Cumbre de las Américas, los presidentes Mauricio Macri y Donald Trump.

Ante esta situación, fuentes de Cancillería señalaron que sigue analizándose la posibilidad de que el país recurra a la Organización Mundial del Comercio (OMC) para presentar un panel. En tanto, fuentes del sector privado indicaron que el tema del biodiésel estará en la agenda del encuentro que mantendrán el 14 del actual en Lima, en el marco de la Cumbre de las Américas, los presidentes Mauricio Macri y Donald Trump.

La decisión contra el producto la tomó la Comisión de Comercio Internacional de EE.UU. (ITC) y se conoce luego de que en febrero pasado se confirmaran aranceles contra el biodiésel. Antes, en diciembre último, la misma ITC había ratificado los aranceles contra ambas naciones. Ahora falta que a fin de mes se conozca una publicación formal en el Boletín Oficial,

pero el cierre del mercado no tiene vuelta atrás por los altos aranceles impuestos.

Tasas

El ingreso del biodiésel argentino tendría que afrontar, entre aranceles antidumping y subsidios, una tasa de casi el 160 por ciento.

“Esto es absurdo; deja al biodiésel por cinco años afuera”, señaló Gustavo Idígoras, director del Centro de Estudios del Sistema Agroalimentario (Ceagro) de la Universidad Nacional de Lomas de Zamora. Idígoras precisó que *“es frustrante la posición que tuvo los Estados Unidos de no buscar alternativas negociadoras”* para evitar el cierre del mercado.

El año pasado, EE.UU. había pedido modificar el esquema de retenciones a la soja y el biodiésel, que hoy tributa una tasa del 8%, contra 0,13% que tuvo parte de 2017.

Las sanciones contra el producto sobrevinieron tras una denuncia en marzo de 2017 de parte de la National Biodiesel Board (NBB), que argumentó que las importaciones perjudicaban a las industrias de EE.UU. En 2016, las ventas del biodiésel argentino a ese mercado habían totalizado 1,5 millones de toneladas por casi US\$ 1.200 millones.

En 2017, la reapertura del mercado de Europa permitió compensar parte de la pérdida de EE.UU. De hecho, el año cerró en un récord de 1,6 millones de toneladas exportadas, considerando ventas que se pudieron hacer a EE.UU. y las que se lograron concretar a Europa.

II Encuentro de Trabajo con el Cuerpo Diplomático de Ecuador

La OLADE presentó en su balance 2017 los logros alcanzados



Alrededor de 22 Embajadores acreditados en Ecuador, representantes de los Países Miembros de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), se dieron cita en marzo del 2018, en la ciudad de Quito-Ecuador, durante el II Encuentro de Trabajo con el Cuerpo Diplomático. Evento que se desarrolló con el objetivo de visibilizar las acciones presentes y futuras de OLADE, y establecer un ámbito periódico de diálogo con el Cuerpo Diplomático, representantes de países fuera de la región y organismos de cooperación. En este espacio el Secretario Ejecutivo de Olade, Alfonso Blanco, presentó su informe de Rendición de Cuentas 2017, en donde se destacan los avances alcanzados en su primer año de gestión y los cinco ejes de acción: Institucional, Financiero y Organizacional; Fortalecimiento de Sistemas de Información; Complementariedad, Integración Regional y Representatividad Internacional; Fortalecimiento de Capacidades Técnicas y Apoyo a Políticas Sectoriales; y Seguridad de Suministro y Acceso a Energía Sostenible.

Como logros relevantes realizados en el 2017 resaltó: la apertura y libre acceso a los sistemas de información energética de OLADE a la comunidad; el inicio del proyecto que se desarrolla conjuntamente con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), sobre Bienes Públicos Regionales, y la apertura de los trabajos en coordinación que se realiza con la Agencia Internacional de Energía, CEPAL y CIER.

Además, el Secretario Ejecutivo de OLADE informó sobre la firma que se efectuó con el Banco Mundial, para llevar a cabo el proyecto de fortalecimiento de los sistemas de información en 5 países del Caribe; así como el Sistema de Información Energética Regional para Brasil, que se ejecuta con el apoyo del Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), entre otras importantes iniciativas que se han trazado en el transcurso de su gestión. Respecto a las últimas publicaciones que ha elaborado OLADE, el Secretario se refirió al nuevo concepto que se le ha dado al Anuario de Estadísticas Energéticas, y la importancia que tiene la revista EnerLAC, ya que es una “herramienta abierta a la publicación

de investigaciones del sector académico de la región”, recalcó. Al finalizar su intervención el Secretario Ejecutivo, Alfonso Blanco, hizo mención a la Semana de la Energía 2018, que se llevará a cabo del 10 al 13 de diciembre, en la ciudad de Montevideo-Uruguay, evento que se realizará conjuntamente entre OLADE, el BID y el Ministerio de Industria, Energía y Minería del país anfitrión. El Ministro de Hidrocarburos de Ecuador, Carlos Pérez, en su presentación sobre la política y estrategia de Ecuador en producción y comercialización de Hidrocarburos, señaló que “las políticas del Gobierno están enfocadas en atraer y promover nuevas inversiones, que aporten a la dinamización de la economía nacional y trabajar conjuntamente con el sector privado para aprovechar sinergias”.

El Ministro Carlos Pérez, también mencionó que el país cuenta con tres refinerías que tienen una capacidad total de 175 mil barriles de petróleo por día, así como infraestructura instalada para incrementar el transporte de petróleo. También dijo que se han firmado contratos de Campos Menores por USD 700 millones de dólares, para la inversión privada en cuatro campos ubicados en las provincias de Sucumbios y Orellana.

Al finalizar las intervenciones, se dio paso a un conversatorio abierto, en donde los Embajadores y delegados asistentes, tuvieron la oportunidad de participar con preguntas, espacio que generó el diálogo y el intercambio de experiencias en materia energética, entre los representantes de los Países Miembros.

La Agencia Japonesa de Cooperación Internacional (JICA), estuvo presente entre los representantes de organismos de cooperación, residentes en Ecuador.

20 delegaciones asistentes de los Países Miembros de OLADE

Argentina, Brasil, Bolivia, Chile, Colombia, Costa Rica, Cuba, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, República Dominicana, Trinidad y Tobago, Uruguay, Venezuela.



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

BUENOS AIRES: Sarmiento 1562, 2º Cuerpo, Piso 5º Of. 7º - CP.: C1042ABD - Capital Federal
Tel./Fax: 011 - 5032-3704 / 3705
CORDOBA: Av. Gral. Paz 133 P.B. Of. 7º - C.P.: X5000JLB, Córdoba - Tel./Fax: 0351 - 4112813 / 2814
www.castelliasociados.com.ar e-mail: castelliasociados@planmail.com.ar

Preocupación de estacioneros

Representantes de Federaciones y Cámaras de Estaciones de Servicio de todo el país se reunieron durante la jornada de ayer en la sede de la Confederación de Entidades del Comercio de los Hidrocarburos de la República Argentina (CECHA), en lo que fue el segundo encuentro del año destinado a analizar la situación del sector. Como dato vale destacar que por primera vez en muchos años, el debate por la rentabilidad perdió protagonismo frente a otras cuestiones de mayor actualidad tales como negociaciones paritarias, tarjetas de crédito, instalación de cajeros automáticos y el presente de Oil Combustibles, entre otras.

Respecto a los salarios, los empresarios adelantaron a Surtidores que recurrirán al Ministerio de Trabajo para que convoque al sindicato a concluir el acuerdo pendiente del año 2017, del que aun resta definir el porcentaje correspondiente a la cláusula de revisión. Pero además, quieren comenzar a discutir la grilla de haberes de este año. En cuanto a los cajeros, se está avanzando en su instalación, especialmente en localidades del interior según un cronograma fijado cuando se suscribió el convenio con la empresa proveedora.

La crisis de Oil Combustibles también ocupó un rol destacado dentro del temario. Los expendedores analizaron el estado en que se encuentra la red y su relación contractual con la petrolera, a la espera de una definición de la justicia sobre los destinos de la empresa, hoy inactiva y sin posibilidades de proveer producto. En relación a las tarjetas de crédito, los estacioneros se reunirán con los bancos el próximo 4 de abril en la Secretaría de Comercio para intentar llegar a un acuerdo, aunque lo consideran bastante difícil debido a la intransigencia de los emisores de mejorar comisiones y reducir plazos de pago.

No obstante, los dirigentes se encuentran a la búsqueda de un mecanismo alternativo para que los automovilistas no tengan que disponer de dinero en efectivo al momento de cargar combustibles.

Temor por la posibilidad de que la práctica se extienda a otras provincias

Santa Fe aumenta los Ingresos Brutos a los refinadores y distribuidores

Luego de largas gestiones en el Ministerio de Economía de Santa Fe, la Federación Argentina de Expendedores de Nafta del Interior (FAENI), consiguió que el Gobierno Provincial y el ente recaudador rebajasen la alícuota de percepción de Ingresos Brutos y a la vez, le impusiera un costo fiscal a las petroleras

Luego de un encuentro entre el Presidente de FAENI, Alberto Boz, con el ministro de Economía de Santa Fe, Gonzalo Scaglione y el titular de la Administración Provincial de Impuestos, Pablo Gorbán, emitieron una resolución por la cual, se modifican algunos puntos de la percepción por el impuesto a los ingresos Brutos.

De esta manera, el dirigente estacionero, expresó su satisfacción por el hecho de que "luego de tantos meses de duro trabajo con las autoridades y de aplazar decisiones perjudiciales para nuestra actividad poniendo el hombro en los momentos más difíciles, pudimos por lo menos lograr un desahogo financiero momentáneo que nos da un horizonte más sereno hasta que se implemente en la provincia el protocolo de modificaciones tributarias que prevé el Pacto Fiscal con el Gobierno nacional".

Entre los detalles de la norma se destaca que se reduce en favor del expendedor, el porcentaje que la compañía petrolera le retiene en concepto de IB, el cual era del 2,5 por ciento, al 2 y ese 0,5, el fisco se lo cobra a la petrolera.

Esto acarrea un beneficio en dos bandas diferentes por las cuales los empresarios del sector vienen batallando. Por un lado, la rebaja de cargas impositivas y por el otro, lo relacionado con la brecha de precios que provoca la competencia desleal con los vendedores mayoristas de combustibles. En este caso, sucede que este porcentaje, finalmente, las compañías productoras se lo trasladan al mayorista, con lo cual, el precio final, se equipara "un poco más" al del estacionero, otorgando en parte un principio de solución a la situación que llevaba a las Estaciones de Servicio a perder ventas de gasoil con respecto a la denominada "venta directa" al agro.

La más importante consiste en que los comercializadores mayoristas serán objeto de percepciones por parte de las petroleras (u otros intermediarios). En primer lugar, el

0.5 por ciento (alícuota a la que está gravada la actividad de reventa) sobre el 10 por ciento del importe de la factura de compra (neto de IVA e ICL), porcentaje que representa un margen estimado por la API representativo de la diferencia entre precio de compra y venta, base imponible de la actividad.

Como segunda alternativa, el 2 por ciento cuando intervengan para la provisión de combustibles a los sectores primario, industrial o de ser-

vicios (agro, industria y transporte). A su vez, pasan a estar obligados a actuar como agentes de percepción en las operaciones de venta a Estaciones de Servicio, obligación que los ubica en similares condiciones a las petroleras.

En lo que puede considerarse un beneficio financiero para las expendedoras, disminuye del 2.5 al 2 por ciento la magnitud de la percepción a ser efectuada por las petroleras (y ahora también distribuidores mayoristas).





a. marshall moffat
SINCE 1992

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS







Cumpliendo con las siguientes Normas:

NFPA 70E | NFPA 2112 | EN 531 | EN 470 | IRAM 3878:2000





A. MARSHALL MOFFAT S.A.
1000001 - BUENOS AIRES

Sucursales propias en:

ARGENTINA VENEZUELA BRAZIL CHILE USA

CONSULTAS TÉCNICAS
0800-222-1403

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

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

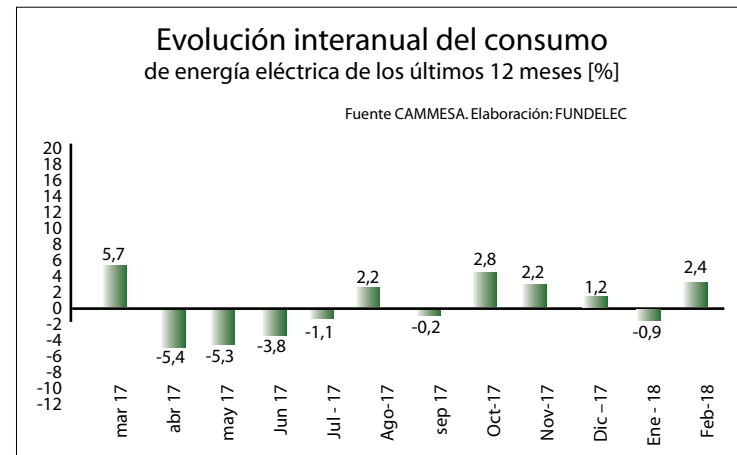
Febrero con aumento de la demanda eléctrica

En el segundo mes de 2018 se produjo el máximo histórico de potencia: el jueves 8 a las 15:35, cuando se llegó a los 26.320 MW.

Además, durante febrero se presentó un ascenso en los consumos de los usuarios residenciales e industriales de todo el país, mientras que los comerciales descendieron levemente. La demanda neta total del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en febrero fue de 11.338,6 GWh, con un ascenso interanual de 2,4%. Pero en comparación con enero de este año, la demanda bajó 7,99%, ya que el primer mes del año tuvo tres días menos que el segundo.

De acuerdo con el informe, si bien el consumo de energía ascendió en comparación con 2017, febrero de 2018 presentó una demanda aún por debajo del nivel más alto histórico de este mes, que fue de 11.750 GWh.

Otro dato adicional, en el mes de febrero, se superaron los máximos históricos de consumo diario para día hábil: el jueves 08/02/2018 se marcó un nuevo record al superarse los máximos históricos de Potencia y Energía del SADI para día hábil: 26.320 MW a las 15:35, en cuanto a potencia, y 543 GWh de consumo de energía diario. Así, los registros anteriores muestran que el consumo de febrero de



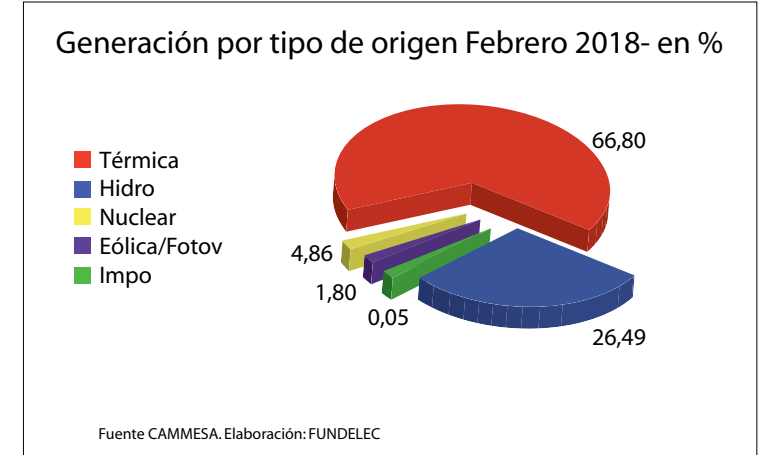
2017 fue de 11.008,4 GWh; marzo, 11.051,7 GWh; abril, 9.732 GWh; mayo, 10.754,4 GWh; junio, 11.359,1 GWh; julio, 11.788 GWh; agosto, 11.076 GWh; septiembre, 10.337,4 GWh; octubre, 10.219,9 GWh; noviembre de 2017, 10.344,9 GWh; diciembre de 2017, 12.000 GWh; y, por último, enero de 2018 llegó a los 12.317,8 GWh.

Del consumo total de febrero, el 43% (4.922,8 GWh) perteneció a la demanda residencial; el sector comercial representó 29% (3.234,9 GWh) y el industrial 28% (3.180,9 GWh). En comparación interanual, la demanda residencial subió 3,3%, al mismo tiempo que la comercial descendió -1%, mientras que la industrial mostró un ascenso de 4,4%. Por otro lado, con el registro de este último

mes, el año móvil muestra un descenso general de -0,1%. Por un lado, seis meses de suba (marzo de 2017, 5,7%; agosto de 2017, 2,2%; octubre de 2017, 2,8%; noviembre de 2017, 2,2%; diciembre de 2017, 1,2%; y febrero de 2018, 2,4%) y, por otro, seis de baja (abril de 2017, -5,4%; mayo de 2017, -5,3%; junio de 2017, -3,8%; julio de 2017, -1,1%; septiembre de 2017, -0,2%; y enero de 2018, -1%).

Consumo regional

En cuanto al consumo por regiones, 16 fueron las provincias y empresas que marcaron ascensos: Chubut (17%), Santa Fe (10%), Santiago del Estero (9%), Chaco (9%), Entre Ríos (8%), Corrientes (6%), Edén (5%), Edes (5%), Edea (4%), Salta (3%), Ede-



lap (3%), Mendoza (3%), Río Negro (1%), La Pampa (1%), San Luis (1%), entre otros.

Por su parte, se registraron 11 descensos en los requerimientos eléctricos al MEM en San Juan (-13%), Neuquén (-9%), Jujuy (-7%), Misiones (-7%), Catamarca (-5%), La Rioja (-4%), Córdoba (-3%), Tucumán (-3%), Formosa (-2%), Santa Cruz (-1%), entre otros.

En cuanto a las distribuidoras de jurisdicción nacional (Capital y Gran Buenos Aires, que totalizaron un ascenso conjunto de 0,3%, los registros indicaron que Ede-nor tuvo un leve crecimiento de 1,2%, mientras que en Ede-sur la demanda descendió un -0,7%. La temperatura media de febrero fue de 25.2 C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue 25.4 C, y la histórica es de 23.5 C, recordó Fundelec.

Además, puntualizó que la generación local tuvo un crecimiento del 3,2%, con 11.761 GWh para el mes en análisis.

‘Al igual que en los últimos meses, la participación de la importación fue baja al ahora de satisfacer la demanda; de 78 GWh para febrero 2017 a 5,7 GWh para febrero del corriente año’, destacó la entidad. La generación térmica sigue liderando ampliamente el aporte de producción, con un 66,80% de los requerimientos.

Consumo a nivel regional

Comahue: La Pampa, Río Negro y Neuquén, disminuyó el consumo del año anterior y se ubicó en -3,3%

Cuyo: San Juan y Mendoza, presentó una baja de -2,5%.

Centro: Córdoba y San Luis, descendió la demanda respecto al año anterior porque la caída fue de -2,4%.

Noa: Tucumán, Salta, Jujuy, La Rioja, Catamarca y Santiago del Estero- presentó un descenso de -1%.

Metropolitana: Ciudad de Buenos Aires y GBA, tuvo

una suba de 0,3%.

Nea: Chaco, Formosa, Corrientes y Misiones- registró un crecimiento de 3,6%. q BAS –todo el interior de la provincia de Buenos Aires (incluyendo La Plata y sin contar Capital Federal y GBA)- ascendió un 4%.

Litoral: Entre Ríos y Santa Fe, subió un 9,4%.

Patagonia: Chubut y Santa Cruz, el consumo registró un aumento en la demanda de 12,8%. En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de jurisdicción nacional (Capital y GBA), que totalizaron un ascenso conjunto de 0,3%, los registros de CAMMESA indican que EDENOR tuvo un leve crecimiento de 1,2%, mientras que en EDESUR la demanda descendió un -0,7%. En tanto, en el resto del MEM existió un crecimiento de 2,7%.

Temperaturas

La temperatura media de febrero fue de 25.2 °C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue 25.4 °C, y la histórica del mes es de 23.5 °C.

Generación

La generación local tuvo un crecimiento del 3,2%, siendo 11.761 GWh para este mes contra 11.396 GWh para el mismo periodo del año anterior. Al igual que en los últimos meses, la participación de la importación fue baja al ahora de satisfacer la demanda; de 78 GWh para febrero 2017 a 5,7 GWh para febrero del corriente año. Según datos de todo el mes, la generación térmica sigue liderando ampliamente el aporte de producción con un 66,80% de los requerimientos. Por otra parte, las centrales hidroeléctricas aportaron el 26,49% de la demanda, las nucleares proveyeron un 4,86%, y las generadoras de fuentes alternativas, un 1,80% del total. Por otra parte, la importación representó el 0,05% de la demanda total.

Corrientes impulsa la generación con biomasa

El Instituto Correntino del Agua y el Ambiente de Corrientes (Icaa) abrió la inscripción a una audiencia pública por la ampliación de perforaciones en el acuífero Guaraní que realizará la empresa a cargo de la obra de la primera central térmica con biomasa, que generará 40 megavatios de energía. El Acuífero Guaraní es un gigantesco reservorio natural (casi en su totalidad subterráneo) de agua dulce que se extiende por debajo de la superficie de parte de Brasil, Argentina, Paraguay y Uruguay. Se trata de una de las mayores reservas de agua dulce conocidas del planeta Tierra. Por su volumen, es el tercero en importancia a nivel mundial y abarca a la mayor parte de Entre Ríos. Ahora le harán dos perforaciones en Corrientes para instalar la primera central térmica con biomasa.

El Instituto Correntino del Agua y el Ambiente de Corrientes (Icaa) abrió la inscripción a una audiencia pública por la ampliación de perforaciones en el acuífero Guaraní que realizará la empresa a cargo de la obra de la primera central térmica con biomasa, que generará 40 megavatios de energía.

El titular del organismo ambiental, Ma-

rio Rujana, dijo que se realizarán dos perforaciones al acuífero Guaraní en el Paraje San Alonso, en la localidad de Gobernador Virasoro, donde se instalará la planta.

El emprendimiento energético, que representa una inversión de 60.000.000 de dólares, está a cargo de la empresa Fuentes Renovables de Energía S.A. (Fresa), perteneciente al Grupo Insud. Los términos de la ampliación se encuentran en el Expediente N° 540-851/16 que contiene el Estudio de Impacto Ambiental que se someterá a consulta y los interesados pueden inscribirse en el registro de participantes que se abrió hoy en el Icaa.

También podrán registrarse en la Secretaría de Planificación Urbano Ambiental de la municipalidad de Gobernador Virasoro, en ambos casos hasta el 9 de abril.

La audiencia pública ambiental será el martes 10 de abril a las 18 en la Casa del Bicentenario, sobre la esquina de calles Lindolfo Sanz y Juan R. Vidal de Virasoro.

La construcción de la planta de generación de energía eléctrica renovable con biomasa forestal comenzó en agosto del año pasado y apunta a abastecer al Sistema Interconectado Nacional a partir de 2019.

La estatal china podría comprar Enarsa por US\$ 400 millones

China Southern Power está interesada en Transener

Tras el anuncio por parte del Ministerio de Energía y Minería de que se vendería la participación estatal que tiene en Transener a través de Enarsa, la estatal China Southern Power Grid Co. dijo a Bloomberg que está estudiando presentar una oferta por la tenencia de Enarsa y que podría llegar a los US\$ 400 millones.

Mauricio Macri quiere vender activos en un intento de atraer inversión extranjera, sacudir la economía y administrar el déficit fiscal del 4,1 por ciento del producto interno bruto. Tras el ajuste tarifario, la transportista reconstituyó su valor en los últimos 12 meses, alcanzando un estimado de US\$ 1.1 mil millones, según agentes de Bolsa.

Sin embargo la determinación del valor la hará una consultora de la que aún no trascendió su nombre y que recibirá unos 24 millones de pesos por la tarea. Enarsa SA y Pampa Energía SA poseen cada una el 50% de Citelec S.A. sociedad de objeto único que con el 52,7% controla Transener.

Es improbable que Pampa, que tiene derecho de rechazo, intente aumentar la participación en Citelec., dijo un funcionario de la compañía a Bloomberg. China Southern Power acordó el año pasado comprar una participación del 28 por ciento en la empresa chilena Transelec SA por \$ 1.300 millones. Transener opera directamente 12,583 km (7,819 millas) de líneas eléctricas, y tiene una participación del 85 por ciento del mercado.

Otros interesados

Interconexión Eléctrica y Grupo Energía Bogotá están considerando presentar ofertas por una participación en la mayor empresa de transmisión de energía de Argentina, según fuentes vinculadas a las empresas de propiedad estatal. Las compañías, controladas por el gobierno colombiano y

la ciudad de Bogotá, respectivamente, podrían presentar una oferta mejor que la de la empresa de propiedad estatal China Southern Power Grid. Entre los potenciales compradores locales, el grupo local Perez Companc —quien ya fue concesionario en la década del 90— también está interesado en la empresa.

Es probable que BNP Paribas sea elegido por el gobierno

argentino para administrar la venta, que podría ascender a unos u\$s 400 millones. Banco Itaú y PricewaterhouseCoopers también están siendo considerados para el rol de asesores. Un portavoz del Ministerio de Energía de Argentina declinó comentar sobre el proceso de ventas y dijo que la selección de un asesor financiero no se ha finalizado oficialmente. Representantes

de BNP Paribas, Itaú y PwC declinaron hacer comentarios, indica Bloomberg.

Alza de las acciones

La venta de Transener es parte del plan de Argentina de desinvertir hasta u\$s1.000 millones en activos de propiedad de la empresa controlada por el estado Enarsa. Se produce en medio de un estímulo para

atraer inversión extranjera, impulsar la economía y administrar un déficit presupuestario que el año pasado fue equivalente al 4,1% del producto interno bruto. El intento del gobierno por reducir el déficit mediante el alza de las tarifas de energía ha ayudado a impulsar al alza las acciones de Transener, que casi se han triplicado en los últimos 12 meses, lo que otorga a la empresa con sede en Buenos Aires una capitalización bursátil de alrededor de u\$s1.290 millones. La empresa operada por Enarsa y Pampa Energía tienen cada una la mitad de Citelec, compañía que posee una participación del 52,7 por ciento en Transener.

valmec
Planta Industrial
Tortuguitas - Buenos Aires, Argentina

- 8.000 mts² cubiertos
- Tecnología de última generación
- Procesos y productos certificados

40 AÑOS

Evolucionando en el control de fluidos.

Poné tu marca en boca de todos

CHOCO MAKERS

CHOCOLATES GOURMET
Personalizadas
www.chocomakers.com.ar

CERTIFICACIONES
ISO 9001-2015 / ISO 14001-2015
API 6D 1417 / API Q1 3303
NAG 212 ENARGAS - BVG

NUESTRAS SOLUCIONES

- Válvulas Esféricas Bridadas, Roscadas y para Soldar
- Válvulas Esféricas Alta Presión y Tres Vías
- Válvulas Mariposa, Esclusas, Retención y Regulación
- Actuadores y Accesorios para Automatización
- Productos Especiales
- Conjuntos Petroleros y Accesorios
- Automatización y Sistemas de Control

ATENCIÓN AL CLIENTE
Tel.: +54 03327-452426 / +54 03327-452427
info@valmec.com.ar / ventas@valmec.com.ar

valmec 40 AÑOS
www.valmec.com.ar

La transformación del mercado vehicular requiere de una previsión en materia de producción y distribución

Repensar la red de distribución con la inclusión del auto eléctrico

Los vehículos eléctricos aumentan la demanda de energía eléctrica. Por un lado, es una gran noticia para las distribuidoras y generadoras, pero una mala noticia para las tarifas.

El promedio anual de uso del auto es de unos 18.000 km anuales, y un estudio calculó que un adicional de 4.000 kilowatt-horas utilizados por un vehículo eléctrico aumentarían la demanda anual de energía de un hogar típico en un 33%, si no se adoptasen medidas de eficiencia energética.

En pequeñas cantidades, los automóviles eléctricos cambiarán poco, pero en gran número podrían revertir el crecimiento estancado en la demanda de electricidad, que ha caído en cinco de los últimos ocho años y afectó el bottom line de muchas de las distribuidoras eléctricas.

Por otro lado, este aumento de la demanda también podría aumentar el costo de operación de la red eléctrica al acortar la vida de los componentes de la red, requiriendo el reemplazo o mejora de la infraestructura como trans-



formadores y condensadores o incluso la construcción de nuevas centrales eléctricas a combustibles fósiles. Como viene sucediendo en la Argentina.

Un análisis riguroso encabezado por la California Public Utilities Commission en 2016 encontró beneficios netos sustanciales en la adopción de los vehículos eléctricos para la red eléctrica del estado y los clientes: 3.1 billones de dólares para 2030, incluso sin políticas de smart charging y con clustering de adopción de autos en áreas

particulares de la red. Esto incluyó los beneficios de capturar créditos fiscales federales, ahorros de gasolina y créditos de carbono en el mercado de transporte de derechos de emisiones de gases de efecto invernadero de California más todos los costos asociados al cliente y a la red.

El estudio también encontró sorprendentemente bajos costos para actualizar la red local de distribución. Incluso con una suposición de adopción de vehículos mucho mayor de 7 millones de automóviles en 2030 (una cuarta

parte de todos los vehículos registrados), los costos de infraestructura de distribución anual sería sólo el 1% del presupuesto anual de distribución de utility.

Un conjunto de estudios para los estados del noreste encontró un beneficio neto similar, incluso sin políticas de smart charging, para los propietarios de vehículos, las utilities y la sociedad. Los cambios de política relativamente simples pueden mejorar la recompensa de agregar miles o millones de vehículos eléctricos a la red.

El estudio de California sugiere que la herramienta más potente y más simple para integrar paulatinamente los vehículos eléctricos es controlando cuando se cargan. Esto se puede hacer con tarifas especiales que ofrecen a los clientes un descuento por la carga en tiempo de uso de la red, o incluso con cargadores especiales que rechazan la carga cuando la demanda de la red está en su nivel más alto. Estas herramientas aumentan la eficiencia del sistema eléctrico, pero también significan combustible de bajo costo para los propietarios de autos eléctricos, un win-win.

En un análisis exhaustivo usando los precios time-of-use (TOU) para incentivar fuertemente la carga nocturna, la California Public Utilities Commission encontró que el cambio de tarifa plana a tiempo de uso aumentó los beneficios netos de \$3,600 a \$5,000 por vehículo a través de reducciones significativas en el costo de la energía y de infraestructura de carga. Mientras que el cálculo de California incluye el crédito fiscal federal, se espera que los beneficios persistan incluso cuando los incentivos expiren debido a la caída de los costos del vehículo eléctrico y las baterías.

Con incentivos de precios adecuados, los gestores de la red pueden motivar a los usuarios de vehículos eléctricos

cos a evitar cargas durante los períodos de mayor demanda, a cargar cuando la demanda es bajar y ayudar a suavizar los grandes aumentos o disminuciones en la demanda.

La red eléctrica está diseñada en torno a períodos de consumo máximo de energía, con requerimientos de reservas energéticas significativas dictadas por la hora más congestionada del año. Al aumentar los precios de la electricidad en momentos de consumo máximo de energía (y reducirlos en otros lugares), las utilities pueden minimizar en gran medida la contribución de los autos eléctricos a la demanda máxima de energía.

Las utilities pueden aprovechar los vehículos eléctricos para gestionar los cambios rápidos en la demanda de electricidad. Históricamente, estos ramps up o down han sido impulsadas por una oleada matutina en la demanda con la gente despertando y encendiendo las luces y los electrodomésticos, y otra por la noche cuando las tiendas permanecen abiertas y los residentes regresan a casa. En algunos casos, estos ramps también están influidas por la generación solar en la azotea, que reduce drásticamente la demanda de los vecindarios con energía solar durante el día, pero estimula un fuerte aumento de la demanda local por la noche cuando la demanda residencial aumenta a medida que el sol se pone.

Pico de demanda

Las utilities por lo general se preparan para estas oleadas mediante la activación de las centrales de energía a gas que se pueden poner en espera o subir rápidamente. Sin embargo, debido a que estas centrales están relativamente infrutilizadas, la electricidad suministrada en los períodos de mayor demanda es cara. Una ola de calor de agosto en Texas, por ejemplo, envió los precios de la electricidad por hora en la red de más de 1 dólar por kilowatt-hora en varias ocasiones, más de diez veces el precio habitual.

La utility ilustra este desafío con la "duck curve", que se muestra a continuación para el California Independent System Operator (CAISO). La cuestión es la pronunciada curva que comienza alrededor de las 4 P.M. y el pico alrededor de las 8 P.M., impulsado principalmente por la adopción de la energía solar en la azotea que disminuye la demanda diurna de electricidad. Una advertencia: la inmersión profunda a veces se llama "sobre generación" lo que implica que hay demasiada producción de energía solar - un problema mejorado cuando el eje inferior refleja un mínimo de 14.000 megawatts. Un observador alemán nota que esta cuestión



DARNELL TECHNOLOGY



TECHNIA S.A.

Un servicio integral para la industria del gas



Diseño de facilidades de procesamiento de gas natural y petróleo:

- . Separadores de batería: trifásicos y bifásicos
- . Filtros separadores y coalescedores
- . Regulación-medición de gas combustible
- . Calentadores indirectos de gas y petróleo
- . Intercambiadores de calor casco y tubos
- . Estabilización de líquidos
- . Control de punto de rocío del gas
- . Remoción de H₂S y CO₂ con Aminas
- . Criogénico por Turboexpansion
- . Fraccionamiento de GPL

Provisión de plantas y equipos: (JV DARNELL Technology-Technia S.A., reconocido fabricante de equipos para la industria del gas y petróleo)

Ingeniería de detalle

Estudios de inversión

Evaluación de proyectos

(011)15-61345435 rachdarenco@gmail.com

(en oposición a la ramp) es exagerada. Para el contexto, el gráfico también se muestra con un eje cero.

Aunque hay muchas soluciones posibles, los autos eléctricos pueden ayudar a suavizar la curva. Al sacar energía de la red durante las horas del mediodía, cuando la producción solar es mayor, los autos eléctricos pueden absorber la energía generada por el sol y, a su vez, reducir el aumento de la noche.

Afortunadamente, los datos de California sugieren que el 40% de los autos eléctricos permanecen en casa incluso a través de las horas del mediodía. Si los propietarios de los autos tienen acceso a cobrar en casa y en el trabajo, más del 70% de los autos están disponibles para absorber el exceso de generación de electricidad durante el día.

Al cargar estos vehículos eléctricos inactivos durante las horas diurnas, los operadores de la red podrían reducir el aumento abrupto de la demanda de electricidad en la tarde.

Valle

La carga de estos vehículos entre las 11 a.m. y las 4 p.m. ayudaría a suavizar el aumento de la demanda, dando a los administradores de la red más tiempo para acomodar el aumento del consumo de electricidad.

La cantidad de demanda adicional necesaria de los autos eléctricos para lograr este resultado está dentro de la capacidad proyectada. Los 1.5 millones de autos eléctricos que California espera para 2025 tendrían una demanda máxima de energía de unos 7.000 MW, más de doble de la capacidad necesaria para suavizar sustancialmente el aumento de la demanda actual de energía en la tarde. Cómo se analizará más adelante, la infraestructura de recarga ampliamente distribuida será clave para acceder a este recurso, ya que pocos hogares o empresas cuentan actualmente con cargadores para automóviles. Además, el monto y la disponibilidad de créditos de facturación o compensación para las exportaciones de la red (o en el caso de Hawai, una tarifa que no proporciona pago por el exceso de producción solar) afectará fuertemente el comportamiento del cliente.

Los controles de carga o los incentivos de precios también pueden motivar a los conductores de vehículos eléctricos a cobrar durante la noche, o cuando la producción de energía limpia es más fuerte. En mercados como el Midwest que tiene una abundante energía eólica, la producción de energía limpia a menudo alcanza un pico durante la noche cuando la demanda es más baja.

La curva de demanda diaria para el Midwest Independent System Operator, que

sirve a varios estados en el Midwest. La brecha de 50.000 megawatt-hora entre la demanda diurna y la nocturna podría acomodar más de 7.5 millones de vehículos eléctricos en los cargadores de nivel 2 (240 voltios) sin construir una sola nueva planta de energía. Eso es casi 2 millones de autos más que el número total registrado en todo el estado de Illinois.

La batería de los autos eléctricos también se puede coordinar para mejorar la captura de energía solar y eólica. La restricción más común en una red con altos niveles de energía renovable (más del 30%) es la sobre generación. Esto sucede cuando hay tanta energía renovable disponible que hacer espacio para ello



significaría descender o apagar las centrales eléctricas inflexibles (carbón, energía nuclear, energía hidroeléctrica). En los mercados de electricidad, las energías renovables tienden a socavar cualquier

otro recurso porque, al no tener combustibles, casi no tienen un costo marginal para producir electricidad.

Los autos eléctricos representan una nueva fuente de demanda de electricidad

que puede absorber este exceso de producción. La carga de los autos eléctricos durante los períodos nocturnos de baja demanda, por ejemplo, significa aumentar el uso de la energía eólica. Un estudio de 2006 del National Renewable Energy Lab encontró que el despliegue de vehículos eléctricos "resulta en un uso mucho mayor del viento" porque la carga de autos durante la noche se superpone con las condiciones más ventosas de la noche. Un estudio de 2011 del Pacific Northwest National Laboratories encontró que, si uno de cada ocho autos era eléctrico, la capacidad de almacenamiento adicional permitiría que la red de Northwest manejara un 12% más de la energía eólica.

IRON GRÚAS SOBRE CAMIÓN - PROMO 2018

PROMO

Grúa IRON 100T en planta XCMG Brasil

<p>GRÚA SOBRE CAMIÓN QY25 BR</p> <p>25 Toneladas 41 metros Nuevas. Año de Fabricación 2017</p> <p style="background-color: black; color: white; padding: 5px;">US\$ 249.000 + iva</p> <p style="font-size: 8px;">40% y 10 Cheques sin interés Opción Leasing Banco importador US\$ 219.000 Disponibilidad 8 Un. XCMG Brasil Entrega 30 días</p>	<p>GRÚA SOBRE CAMIÓN BR300</p> <p>30 Toneladas 48 metros Nuevas. Año de Fabricación 2017</p> <p style="background-color: black; color: white; padding: 5px;">US\$ 269.000 + iva</p> <p style="font-size: 8px;">40% y 10 Cheques sin interés Opción Leasing Banco importador US\$ 239.000 Disponibilidad 8 Un. XCMG Brasil Entrega 30 días</p>	<p>GRÚA SOBRE CAMIÓN QY100K</p> <p>100 Toneladas 57 metros Nuevas. Año de Fabricación 2014</p> <p style="background-color: black; color: white; padding: 5px;">US\$ 639.000 + iva</p> <p style="font-size: 8px;">40% y 10 Cheques sin interés Opción Leasing Banco importador US\$ 529.000 Disponibilidad 3 Un. XCMG Brasil Entrega 30 días</p>	<p>GRÚA ALL TERRAIN BR750</p> <p>75 Toneladas 58 metros Nuevas. Año de Fabricación 2013</p> <p style="background-color: black; color: white; padding: 5px;">US\$ 499.000 + iva</p> <p style="font-size: 8px;">40% y 10 Cheques sin interés Opción Leasing Banco importador US\$ 479.000 Disponibilidad 2 Un. XCMG Brasil Entrega 30 días</p>
--	--	--	---

*Disponibilidad limitada. 10% de anticipo. Los precios para Operación Leasing Banco importador son CFR Puerto Buenos Aires. Debe sumarse 0% derechos de importación y 2% (aproximado) de gastos. Clientes importadores pueden comprar al valor CFR y pagar hasta con carta de crédito a 360 días sin interés. Sujeto a aprobación crediticia.

Consultas por bases y condiciones: info@xcmg.com.ar | info@iron-group.com

IRONGROUP

Distribuidor oficial de XCMG en Argentina

WEB

XCMG.COM.AR
IRON-GROUP.COM

CONTACTO

0800 888 IRON (4766)

REDES

La obra demandó una inversión de \$284 millones

Edenor inauguró subestación



Como parte del plan de inversiones que lleva adelante la compañía, inauguramos la nueva Subestación Aniversario, una obra que implicó una inversión de 284 millones de pesos y que mejorará la calidad del servicio para 75.000 clientes del partido de Vicente López y norte de la ciudad de Buenos Aires.

“Esta nueva subestación supuso un desafío para los ingenieros por el reducido espacio con el que contamos y de los arquitectos para que su realización armonizara con el contexto de la zona. Creo que lo logramos sobradamente”, dijo el presidente de edenor, Ricardo Torres.

La nueva subestación, ubicada a metros de la costa de Vicente López cuenta con tecnología de última generación e implicó una obra sin precedentes por su diseño innovador y las características del terreno.

El proyecto contemplaba generar una estructura, a modo envolvente, tipo treillage (enrejado de piezas entrelazadas), cubriendo la playa de alta tensión (AT), conformada por caños estructurales y chapas perforadas, en triángulos de distintos tamaños y formas, ubicadas a modo de cubierta superior inclinada. Este diseño envolvente posibilita generar, desde lo visual, un efecto de

fondo y figura que desdibuja la presencia de la playa como elemento “perturbador de lo visual”, y entrelaza las siluetas de los equipos y aparatos con las formas más plásticas de la cubierta de manera de lograr una fusión visual entre lo técnico y lo simbólico.

La subestación Aniversario que transformará la tensión de 132 kV a 13,2 kV se alimentará mediante un cable de 132 kV que interconecta las subestaciones Edison y Nuevo puerto. Cuenta con dos transformadores de 80 MVA, que alimentarán un tablero de celdas de distribución de 13,2 kV formado por cuatro secciones de nueve salidas de cables de 13,2kV cada una.

Aniversario es una de las muchas obras que se enmarcan dentro de los 26.000 millones de pesos de inversión

comprometidos por edenor para el plan quinquenal que se inició en 2017 y que continuará hasta 2021. El desarrollo de valores como eficiencia y cercanía junto a la incorporación de tecnología en toda la cadena de distribución, son los ejes estratégicos impulsados por la compañía para esta etapa. Todo el esfuerzo realizado por edenor en materia de inversiones está orientado a fortalecer la eficiencia operacional y cercanía con sus más de 2.900.000 clientes.

Se la denominó Aniversario porque el inicio de las obras coincidió con la celebración de los 25 años desde la creación de edenor en 2017. Esta iniciativa acompañó los actos conmemorativos que se realizaron en el edificio de la Biblioteca Nacional en noviembre del año pasado.

Los números de la obra

- 284 millones de pesos
- 75.000 clientes beneficiados
- 2 unidades transformadoras de 80 MVA cada una
- 32 circuitos a la red de distribución
- 1.800 m lineales de conductor de cobre desnudo 120mm²
- 25 estructuras metálicas
- 85 toneladas de acero de construcción
- 500m² de construcciones subterráneas

BREVES

América Latina, frente a un número récord de licitaciones petroleras este año

América Latina planea realizar este año el mayor número de licitaciones de áreas para exploración y producción petrolera en su historia, al abrir cerca de 1.100 bloques de crudo y gas al capital extranjero.

México

El país azteca comenzó el calendario en enero con una ronda en aguas profundas que atrajo 93.000 millones de dólares en promesas de inversión, seguida por otra licitación en aguas someras en marzo que aseguró más de 8.000 millones de dólares adicionales para los próximos años.

En julio, una ronda prevé adjudicar hasta 37 bloques en tierra, seguida por nueve bloques de hidrocarburos no convencionales, con resultados previstos para septiembre. El país también desea subastar hasta cuatro áreas de crudo pesado en aguas someras del Golfo de México a fines de este año, pero aún no se ha agregado al cronograma.

Brasil

La mayor economía de América Latina será anfitriona de otra gran subasta de bloques en la región presal este año, mientras el Gobierno y la petrolera operada por el Estado Petrobras negocian la transferencia de derechos, lo que implicaría atractivas áreas adicionales para subastar.

Brasil planea además iniciar en los próximos meses la oferta permanente de unos 850 bloques en tierra y costa afuera, un número que podría ascender a 1.700 áreas en 2019.

La nación sudamericana, que está reduciendo las regalías para los campos fronterizos y maduros, ha trabajado arduamente en los últimos años para atraer a firmas más pequeñas y relajar sus normas de contenido local, una regulación que ha constituido uno de sus mayores obstáculos para la inversión.

Brasil recibió en marzo 2.400 millones de dólares en bonos por el acceso a las reservas de áreas costa afuera, que se sumaron a los bonos conseguidos en sus subastas del año pasado.

Colombia

En mayo, Colombia espera comenzar a ofrecer hasta 25 bloques en tierra y costa afuera en una subasta permanente similar a la que está planeando Brasil, un proceso que seguirá a su ronda Sinú-San Jacinto que incluye 15 áreas que planea adjudicar a principios de abril.

El regulador del país, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, también está en conversaciones con los titulares de nueve permisos para estudios sísmicos en el Mar Caribe para convertirlos en contratos de exploración y producción.

Uruguay

Uruguay espera los resultados de la tercera ronda costa afuera que están previstos para fines de abril, incluidos 17 bloques para exploración y producción en su zona económica exclusiva. El país está ofreciendo condiciones de calificación y programas mínimos exploratorios menos exigentes, tras los sistemáticos fracasos en materia de hallazgos.

Paraguay

La estatal Petróleos Paraguayos planea relanzar en el segundo trimestre una subasta para encontrar socios para dos áreas de exploración y producción luego de un intento fallido el año pasado.

Los bloques -Petropar III y Palo Santo- son parte de las cinco áreas que recibió Petropar a ser desarrolladas en la zona occidental de Paraguay, cerca de las fronteras con Bolivia y Argentina.

Argentina

Argentina podría ser la última en figurar en el calendario latinoamericano en materia de subastas petroleras de 2018. Los términos de su primera ronda costa afuera serán anunciados en julio, con resultados previstos para diciembre.

La subasta, de una vasta área casi inexplorada que cubre 225.000 kilómetros frente a la costa atlántica, no incluye bonos de acceso a las reservas, según el Gobierno. Las empresas interesadas pueden proponer bloques para ser agregados a la oferta.



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) 4520500. FAX: (+54 0387) 4517771
INFO@PATIOSDELERMA.COM.AR - WWW.PATIOSDELERMA.COM.AR

El grupo ASAP se sumó a la familia de distribuidores de Lubricantes Shell

Se suma un nuevo distribuidor de los lubricantes de Shell



El grupo ASAP se sumó a la familia de distribuidores de Lubricantes Shell, con una experiencia acumulada de más de un siglo en grandes empresas como Anacapri, Sasper y Prialis, logrando una visión estratégica que apunta a satisfacer las necesidades en lubricación de la industria argentina. Opera como especialista en el área de Capital Federal y la Zona Oeste y Norte de GBA, además de 14 partidos del norte de la provincia de Buenos Aires.

El Distribuidor de Lubricantes ASAP es una nueva empresa con una misión y objetivos claros de crecimiento y profesionalización en toda su estructura que asiste y agrega valor a todos los procesos productivos de la Industria. Por ello se contrataron diez profesionales conformando un equipo de ventas liderado por un gerente especializado en el negocio de lubricantes, Ingeniero Mecánico de profesión, con más de 20 años de experiencia en el sector Industrial, complementado por dos técnicos en lubricación, un laboratorio industrial y la implementación de la venta a granel, buscando así marcar un camino de liderazgo y expertirse en el negocio.

Shell Lubricantes trabaja junto a ASAP, en el marco de la profesionalización de todo el equipo de ventas y de Servicios, a través de un programa específico profesional para Expertos. Dicho programa tuvo su inicio, en nuestra Planta de Lubricantes en Planta Sola, Barracas, por el equipo de Centro Técnico de Shell. En la misma se trataron temas como tipos de lubricantes, lubricación de engranajes, sistemas hidráulicos y lubricación de motores Diesel, normas, especificaciones y nuevas tecnologías. Luego de la capacitación, se disfrutó de un almuerzo, para luego poder hacer una recorrida por toda la Planta de Lubricantes y el Depósito.

De esta manera, el nuevo equipo de ventas de ASAP está preparado para que sea un aliado estratégico de sus clientes y potenciales prospectos clientes de la industria no sólo con el mejor portafolio de productos del mercado, sino con un equipo profesio-

nal único para satisfacer todas sus necesidades y llevar la forma de hacer negocios a niveles superiores. Generando un máximo cuidado en los diversos equipos del sector industrial, permitiendo extensiones de la vida útil de estos, como también un alto rendi-

miento y ahorro de costos de operación. Trabajando de manera predictiva.

Queremos compartir con la Industria que en Shell Lubricantes seguimos enfocados en generar valor en el mercado y una forma de hacerlo es a través del Distribuidor ASAP.

En Comodoro Rivadavia



Austral

HOTEL & CENTRO DE CONVENCIONES

Pasión por los detalles

CENTRO DE NEGOCIOS
EVENTOS Y BANQUETES
RESTÓ BAR & LOUNGE



ROQUETA PRAT S.A.
Moreno 725 - U9000DAE - Comodoro Rivadavia
Chubut - Argentina
Tel: 54-297-4472200 Fax: 54-297-4472444
info@australhotel.com.ar - www.australhotel.com.ar

Restaurante
Sabor a mar



En la provincia Río Negro ya superan los \$ 660 millones

Camuzzi anunció inversiones

Camuzzi Gas del Sur, en el marco del Plan de Inversiones Obligatorias comprometidas en la provincia de Río Negro para el quinquenio 2017-2021, anunció que ya se encuentran en ejecución obras de magnitud por \$665 millones.

Frente a una inversión total de \$781 millones de pesos para el período descripto, las inversiones que se están materializando en obras de infraestructura para la provincia representan hoy un 85% de avance sobre los compromisos asumidos. Una vez concluidas las obras planificadas para el quinquenio, más de 38.200 nuevos usuarios de la provincia de Río Negro podrán acceder al servicio de gas natural por redes.

Las obras

1) El Refuerzo de la alimentación a San Antonio Oeste y Las Grutas. La obra ya iniciada y con un avance del 50% consiste en la ejecución de un loop sobre el gasoducto existente de 6 km. de extensión y con cañería de 6" de diámetro, y también un refuerzo sobre el ramal de alimentación a Las Grutas con un extensión de 10 km. y en 6" de diámetro. La inversión asociada a esta obra es de \$113 millones y posibilitará la incorporación de 2.150 nuevos usuarios

2) El Refuerzo del Sistema Catriel - 25 de Mayo. Al igual que la anterior, esta obra ya cuenta con un 50% de avance y consiste en la incorporación de 15.000 metros de gasoducto de 6 pulgadas de diámetro. La inversión es de \$104 millones y tras la habilitación de la obra, 1.000 nuevos



usuarios podrán acceder al servicio en la ciudad de Catriel.

3) La Expansión del Sistema Conesa - Viedma. Esta obra consiste en la incorporación de 18.000 metros de gasoducto de 12 pulgadas y de un equipo compresor adicional que permitirá contribuir con la confiabilidad de la operación. La cañería inherente a esta obra ya ha sido adquirida, al igual que el equipo compresor que se encuentra en etapa de testeo de funcionamiento, como paso previo a su disposición en la zona.

4) El refuerzo del ramal de alimentación a Villa Regina, consistente en la incorporación de 12.000 metros de cañería de 12 pulgadas sobre la cañería troncal que alimenta a las localidades desde Chichinales a Cipolletti y; de 1.800 metros de cañería de 4 pulgadas de diámetro.

5) El refuerzo sobre la Red de distribución de General Roca, que contempla la incorporación de 1.250 metros de red de polietileno, 1.900 metros de ramal y una nueva Estación Reguladora de Presión. Con una inversión de

\$31 millones de pesos, esta obra permitirá la incorporación de 5.000 usuarios nuevos. Durante el 2018 la compañía dará inicio a nuevas obras, entre ellas, refuerzos en la red de distribución de San Antonio Oeste y de las Grutas. Como parte del Plan de Inversiones, también se llevarán adelante obras de refuerzo en las redes de distribución de ciudades como Fernandez Oro, Catriel, Cipolletti, Villa Regina, San Carlos de Bariloche, Lamarque, Viedma, Río Colorado, y una importante obra de refuerzo sobre el ramal de alimentación a Choele Choel.

El Plan de Inversiones de Camuzzi Gas en toda su zona de operación asciende a \$7.000 millones de pesos, de los cuales \$4.000 millones estarán destinados a la expansión de los sistemas de transporte y distribución de gas, más de \$1.800 millones a obras de seguridad y confiabilidad operativa y alrededor de \$1.200 millones a equipamiento e incorporación de nuevas tecnologías.

Camuzzi Gas del Sur es la distribuidora de gas con mayor cobertura de operaciones del país. Distribuye gas desde el extremo meridional de la provincia de Buenos Aires, hasta las provincias más australes de la Argentina: Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego, región que aloja importantes centrales de generación de energía y de producción de hidrocarburos. La compañía abastece a más de 650.000 usuarios en la región y cuenta con más de 4.400 km. lineales de gasoductos y ramales y más de 13.600 km. de redes de distribución.

Invirtió US\$ 200 millones

YPF, inauguración y venta

Se trata de Loma Campana en el yacimiento de Vaca Muerta que YPF explota en alianza con Chevron, en Neuquén. La obra fue desarrollada por YPF Energía Eléctrica, con una inversión de 200 millones de dólares y está integrada por dos turbinas GE LMS100PA+ de última generación, con capacidad de generar 110 MW cada una. Por tanto, la central generará 220 megavatios de energía, una potencia suficiente para brindar servicio a una población estimada en alrededor de 380.000 personas. Ubicada en el corazón del yacimiento de gas y petróleo más importante del país, la central térmica permite agregarle valor al gas al procesarlo para obtener energía eléctrica, además durante su construcción, que llevó once meses, se generaron 500 puestos de trabajo. "La energía del futuro próximo va a estar basada en el gas, un recurso que tenemos al alcance de la mano. Queremos acompañar ese proceso con proyectos y obras como la Central Térmica de Loma Campana, que nos permite agregar valor", sostuvo Miguel Gutiérrez, presidente de YPF. YPF Energía Eléctrica ya opera en la actualidad 1800 MW aproximadamente y proyecta duplicar esa capacidad en los próximos años con una inversión que supera los 1.300 millones de dólares. Al tiempo que inauguraba la nueva térmica YPF oficializó la venta del 24,99% de YPF Energía Eléctrica a GE EFS Power Investments, controlada por GE Energy Financial Services, por US\$ 275 millones, más un pago contingente de hasta US\$ 35 millones.

Además, anunció que busca un tercer socio para que suscriba un 24,5% adicional de YPF EE, y a partir de esto desarrollar un plan de inversiones por US\$ 1.300 millones para aumentar su capacidad de generación eléctrica. A través de un comunicado emitido a la Comisión Nacional de Valores (CNV) y a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, la compañía argentina destacó que "este aporte de capital permitirá a YPF EE un desarrollo más acelerado de su plan de negocios".

El director de Relaciones con los Inversores de la firma nacional, Diego Celaá, precisó que a partir de esta operación "GE e YPF controlan YPF EE de manera conjunta". Además, precisó que la petrolera argentina continúa negociando con un potencial tercer socio a los efectos de otorgarle una opción para que suscriba un 24,5% adicional de las acciones de YPF EE, en términos similares a los acordados con GE. "Actualmente YPF EE cuenta con una capacidad de generación neta de 1.807 megavatios, tiene proyectos en construcción por 485 megavatios adicionales y se encuentra evaluando distintos proyectos para seguir incrementando su capacidad de generación con una inversión total que podría ascender a un monto aproximado de US\$ 1.300 millones", puntualizó Celaá.

Almacenamiento, distribución y comercialización de derivados

PAE firmó un acuerdo definitivo con Axion y comienza a operar sus activos

La petrolera Pan American Energy (PAE) suscribió el acuerdo definitivo con la refinadora y comercializadora de combustibles Axion para la transferencia de todos sus activos, que comenzará a operar en marzo, informaron ambas empresas a la Comisión Nacional de Valores y la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

"Pan American Energy LLC, sucursal argentina, como parte compradora, celebró con Axion Energy Argentina, como parte vendedora, un acuerdo definitivo para la transferencia del fondo de comercio relativo a la refinación de petróleo crudo y al al-

macenamiento, distribución y comercialización de productos derivados del petróleo de Axion, incluyendo la totalidad de los activos, como así también de los pasivos", indicaron las compañías.

Los comunicados, que llevan las firmas del vicepresidente de Finanzas de PAE, Rodolfo Berisso, y el director de Asuntos Legales de Axion, César Giménez Villamil, precisaron que "la transferencia tendrá efectos a partir del 1 de abril de 2018".

En septiembre del año pasado, PAE, a través de su controlante British Petroleum (BP); y Axion, por parte de Bidas, su propietaria, acorda-

ron integrarse en una compañía que se llamará Pan American Energy Group, y será la principal compañía privada productora, empleadora e inversora del sector petrolero.

La nueva empresa integrada tiene como accionistas a Bidas Corporation y BP, cada uno con una participación del 50% del paquete accionario. Actualmente, PAE es propiedad de BP, con el 60% del paquete accionario; y Bidas, controlante del 40% restante.

PAE y Axion generan empleo directo e indirecto para 23.000 personas, y entre 2001 y 2016 ambas compañías invirtieron más de US\$ 15.000 millones.



La crisis del sector de generación renovable que afectó a miles de inversores

Algo nuevo bajo el sol de España

El anuncio decía “El sol puede ser suyo”. Y los inversores lo creyeron. “Sea patriota, invierta en energías renovables”. Y ellos, claro, invirtieron. Corría el año 2007. Publicado en el Boletín Oficial español: “La sociedad española actual demanda cada vez más la utilización de las energías renovables y la eficiencia en la generación de electricidad como principios básicos para conseguir un desarrollo sostenible desde un punto de vista económico, social y ambiental”. La nota pertenece a el diario El Mundo, de España.

Todos recitan casi de memoria las disposiciones del Real Decreto 661/2007 por el que se regulaba en España la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Firma, Juan Carlos R. El Rey.

Tras una década, ahogados por las deudas, con su patrimonio haciendo malabares, 62.000 familias españolas esperan como última solución la sentencia de los laudos que pudieron reclamar otros, los inversores extranjeros a los que el Gobierno también embaucó y que han convertido a España en líder de demandas internacionales por delante de República Checa, Rusia, Turquía o Venezuela.

¿Qué es el impuesto al sol?

El Gobierno aprobó en octubre de 2015 un “real decreto” que regulaba también el suministro de electricidad mediante autoconsumo e imponía el llamado ‘impuesto al sol’. Lo explica Jorge Morales de Labra: “El problema del gobierno es que asume que los ingresos del sector eléctrico tienen que ser estables y cree que el que se pone un panel solar en casa deja de ‘cotizar’.

Es como si se pusiera un impuesto a la tele por cable para mantener videoclubes o tuvieras que pagar al bar por cada café que te preparas en casa”. Antonio Vela, presidente de Solener, pone otro ejemplo: “Es como si una mujer que da pecho a su hijo tuviera que compensar a la central lechera porque le quita negocio o a la farmacéutica que ha conseguido legislar para que esté penado amamantar”.

¿Y tú por qué invertiste?

El gobierno del señor Zapatero casi nos suplicó que invirtiéramos en renovables, que fuéramos patriotas, decían. ¿Cómo íbamos a desconfiar? Era un contrato con el estado, firmado por el Rey. No había nada más seguro. Lo hicimos y empezó nuestra rui-



na. Hoy todo es papel mojado. No sirve de nada. Nosotros cumplimos, el Estado no.

Habla César Vea. Es actor. Su cara les sonará. Habitual en series de televisión como Compañeros, Doctor Mateo o Isabel y con un currículum que incluye películas de Saura, Julio Medem o Guillermo del Toro. No le iba mal. En el año 2007 decidió emprender con una planta solar en La Rioja. ¿Qué podía fallar?

El Gobierno socialista, agobiado por los compromisos de Kyoto, había decidido animar a los ciudadanos a invertir, impulsando el plan esbozado por Aznar en 2004 cuando apretaba la Unión Europea. “Con este Real Decreto se pretende que al menos el 29,4% del consumo bruto de electricidad en 2010 provenga de fuentes de energía renovables”, decía el texto literal.

El plan, que apostaba por la energía fotovoltaica porque era la más “social”, establecía una serie de primas para compensar la alta inversión que harían las familias en una tecnología prácticamente inédita entonces. La rentabilidad sería de entre un 7 y un 9% y los inversores empezarían a ganar dinero pasados 10 o 12 años. “No era ningún pelotazo”, avisa Vea. La mayoría entró buscando un plan de pensiones alternativo, por compromiso ecológico o simplemente porque parecía un negocio seguro. Ya saben: “Sea patriota, que el sol puede ser suyo”.

Plata quemada

“Mi hermano y yo pedimos un préstamo de casi un millón de euros, avalamos con la propia planta solar, con nuestro patrimonio y con la casa de nuestros padres”, recuerda el actor. “Ahora nos vamos a quedar sin nada. Solo pienso en marcharme de España. Siento odio por este país”. Él aún debe cerca de 300.000 euros y tendrá que devolver al estado otros 400.000 con intereses porque su instalación fue expulsada del sistema de

primas cuando el Gobierno revisó su propio plan. “Cuando decidió cambiar las reglas del juego a mitad del partido”, protesta César. Cuando decidió que el sol ya no podía ser de todos.

Entre 2007 y 2009 se instalaron en España 4.200 megavatios sólo de energía solar fotovoltaica, con una inversión que rondaba los 25.000 millones de euros. A finales de 2008 la potencia ya multiplicaba por diez las previsiones y (otra vez) nadie frenó la burbuja.

“No supimos detener el calentón y hubo un efecto llamada”, admite un ex alto cargo del Ministerio de Industria. “Hubo un descontrol por parte de las autonomías que competían por ver quién levantaba más instalaciones y elevaron las subvenciones, los bancos ofrecían financiación como si fueran fondos de pensión y se abrió la puerta de par en par a tramposos y especuladores. Cuando se quiso frenar, fue un desastre porque se hizo un aterrizaje brusco y forzoso, no pautado y sin matices. Pagaron justos por pecadores y lo peor es que un sector fundamental se fue al garete”.

La crisis de sector fotovoltaico

Los primeros recortes asomaron en 2008. Dos años después un nuevo real decreto establecía “medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico” y modificaba las condiciones aprobadas en 2007, pisoteando los cálculos de los pequeños inversores.

Se recortaban un 45% las ayudas a los huertos solares, el 25% a las instalaciones de placas grandes y un 5% a las placas solares pequeñas. Fue sólo el principio. Cuando el PP llegó a la Moncloa los recortes que debían ser provisionales se consolidaron indefinidamente.

“A las primeras de cambio el Estado cambió las normas y algo que era muy simple en

el BOE empezó a cambiarse retroactivamente. El problema es que la gente ya tenía el dinero enterrado, ya no podía deshacer su inversión, y el dinero que ingresaba no era suficiente ni para pagar al banco”, explica Jorge Morales de Labra, ingeniero industrial y experto en el sector eléctrico. “Lo que estaba en el BOE era tan sencillo como tanto produces, tanto te pagan, pero ahora hay que ser máster en matemáticas para comprender cómo va la retribución”.

¿Por qué rectificó el Gobierno dejando tirados a los inversores? “Se hizo mucha mayor inversión de la prevista. Se estimaban unos 400 megavatios solares y se hicieron más de 3.500. Esto descuadró completamente las previsiones económicas de los gobiernos”, responde Morales de Labra. “Los bancos lo vendían como un producto financiero, cualquier podía acogerse. Pero fue el Gobierno el que no puso los controles adecuados para que no se desmadrara.

Es como el caso de los preferentistas, con la gravedad de que estos afectados no lidian con una entidad privada, sino directamente con el Estado”.

A algo menos de 300 kilómetros de la planta de César está la de Jorge Puebla, un bombero de Alcobendas que, siguiendo los consejos del Ministerio, instaló una planta fotovoltaica en unos terrenos de su familia en Valladolid.

“El estado pasó a pagarme exactamente la mitad de lo que me pagaba cuando firmé el contrato con el banco pero con la paradoja de que yo sigo teniendo que pagar la misma cantidad que me comprometí a pagar desde el minuto uno”, explica. Hoy su parque le genera cerca de 4.000 euros al mes, pero él aún paga 8.000 cada día 30. “El estado que debía velar por mis intereses me ha estafado”.

Como la suya hay cerca de 65.000 instalaciones repartidas por todo el país, el 85% en

FinningCAT revisión y reparación

En 90 días, el equipo de FinningCAT logró desarmar el equipo, realizar las pruebas operativas en el predio, repararlo, armarlo y entregarlo nuevamente al cliente.

En los últimos dos meses, FinningCAT sucursal San Juan llevó a cabo la revisión y reparación de un camión 793C, permitiendo que éste vuelva a funcionar en la mina Veladero. La mina retomó su normal funcionamiento ya que el camión minero Caterpillar ha sido integralmente reparado gracias al trabajo de decenas de profesionales.

“Es muy significativo este desarrollo para nuestra sucursal, ya que pudimos demostrar a nuestros clientes que era posible adoptar el modelo de overhaul que se practica exitosamente en Antofagasta desde hace varios años; esto es poder trasladar sus equipos fuera de los proyectos mineros para una reparación integral”, comentó Ing. Alejandro D. Fernández, Jefe de Sucursal FinningCat San Juan. “Además, este tipo de trabajos necesitó el desarrollo de infraestructura de nuestra sucursal y ayudó a fortalecer el crecimiento profesional de nuestro personal técnico”.

Hasta el día de hoy, la empresa ya realizó cuatro servicios similares a camiones que estaban fuera de servicios en minas de San Juan. El desafío de este proceso radica en la importancia de la logística y la interacción de los sectores para finalizarlo en tiempo y forma, sin incidentes de seguridad.



Viene de página 23

Algo nuevo bajo el sol de España

manos de familias españolas. El resto se las quedaron los inversores extranjeros.

Antonio y Joaquín y Paco y otros 400 y pico socios levantaron su planta en Lorca, en Murcia. Son agricultores, ganaderos, pensionistas, amas de casa. "Iba a ser un complemento a nuestra pensión y ha acabado siendo una merma", denuncian. "He condenado mi nómina. Estamos atrapados en un cepo y no tenemos salida porque está en juego nuestro patrimonio", dice Joaquín. "Y yo me pregunto: si esto le hubiera pasado a las eléctricas o las empresas que hacen las autopistas, ¿Rajoy habría tenido los santos de dejarles

caer como ha hecho con nosotros?"

Iba a ser un complemento a nuestra pensión y ahora estamos atrapados en un cepo, no tenemos salida porque está en juego nuestro patrimonio Joaquín García (Lorca)

En Albuquerque, casi la frontera de Badajoz con Portugal, se levantó en 2004 el que en su momento fue el mayor parque fotovoltaico de Europa. La inversión rondó los 30 millones pero los beneficios acabaron siendo un 35% inferiores respecto a las estimaciones iniciales. Al frente José Rivero. Ha perdido un millón y medio de euros con proyectos previstos que nun-

ca se llevaron a cabo. En 2008 su empresa tenía cerca de un centenar de empleados, hoy tiene 14. "Lo que ganamos en más de 20 años de trayectoria lo perdimos en dos".

El alcalde de Albuquerque, Ángel Vadillo, animó hace más de una década a sus 5.000 vecinos a invertir en fotovoltaica. Su pueblo tenía sol y paro para aburrir. "Teníamos unas posibilidades enormes de desarrollar energías renovables, de generar riqueza y empleo en una zona con un 40% de paro". La supresión de las primas obligó a cancelar los proyectos de las cinco plantas termosolares que se iban a instalar en el pueblo cuando todas las inversiones estaban hechas.

El alcalde inició una huelga de hambre en el verano de

2012 después de marchar a pie desde Albuquerque hasta la puerta del Ministerio de Industria para exigir una mesa de diálogo. Después de 90 días de ayuno logró que le recibieran. Cinco años después las plantas siguen paradas.

Yo no especulé en bolsa, ni invertí en sellos o Rumasa. Invertí avalado por el BOE, por el boletín oficial de estafas, y el estado me destrozó la vida Baldo Guzzardo (Jumilla)

Baldo tiene la suya en Jumilla, a unos 90 kilómetros de su casa, en Alicante. Su parque sufrió inundaciones, granizo y terremotos. Y luego sufrió al Gobierno. "Es una pesadilla, un sinsentido. A mí me han reventado, han reventado la salud de mi ex mujer. Hace tres años me rescató mi familia porque perdía la plan-

ta y mi casa. Me arrepiento totalmente de haber invertido en esta república bananera, pero sigo pensando que hice lo correcto. Yo no especulé en bolsa, ni invertí en sellos o en Rumasa. Yo invertí avalado por el BOE, por el boletín oficial de estafas, y fue el estado el que me destrozó. Por una vez éramos líderes en algo y se lo cargaron. Más radiación que en España no hay en ningún sitio, somos el horno de Europa pero ahora Alemania multiplica por diez nuestra potencia. ¿Qué sentido tiene eso?"

Conflictos

No sólo la Argentina está abonada al CIADI, España acumula casi una treintena de demandas de inversores internacionales por los recortes aplicados a las energías renovables, ya que los inversores nacionales no pueden acudir al tribunal internacional de arbitraje. Es el segundo país por número de demandas a nivel mundial, sólo por detrás de Venezuela.

Recientemente, el Tribunal Arbitral laudó que España deberá pagar 128 millones de euros a la firma británica Eiser Infrastructure Limited y su filial luxemburguesa Energía Solar Luxembourg por los recortes a la retribución de las energías renovables incluidos en la reforma eléctrica.

Al realizar las inversiones, Eiser era socio en España de Elecnor y de la firma de ingeniería Aries. La firma un 36,95% en Aries Solar Termoeléctrica (Aste), que posee dos plantas termosolares de 50 megavatios (MW) en Alcázar de San Juan (Ciudad Real), así como el 33,83% de Dioxipe Solar (Astexol), que desarrolla otra planta termosolar de 50 MW en Badajoz.

La inversión comprometida en estas tres centrales alcanzó los 935 millones de euros y se acometió en 2007, el mismo ejercicio en el que se aprobó el real decreto 661/2007, cuya aplicación provocó un rápido despegue de las energías renovables. Luego, el sector fue sometido a diversos recortes retributivos, el primero de ellos a finales de 2010, con el PSOE en el poder, y el último, en 2013, con la aprobación de la reforma del sector eléctrico por parte del Gobierno del PP.

EN VACA MUERTA, CONTRIBUIMOS CON EL DESARROLLO ENERGÉTICO ARGENTINO

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

Fortín de Piedra, Neuquén.



EL FUTURO
SE HACE

TECHINT
Ingeniería y Construcción

