América Latina y las renovables

Página 22

Fernando Schaich

Nubarrones geopolíticos sobre el mercado del crudo

Página 17

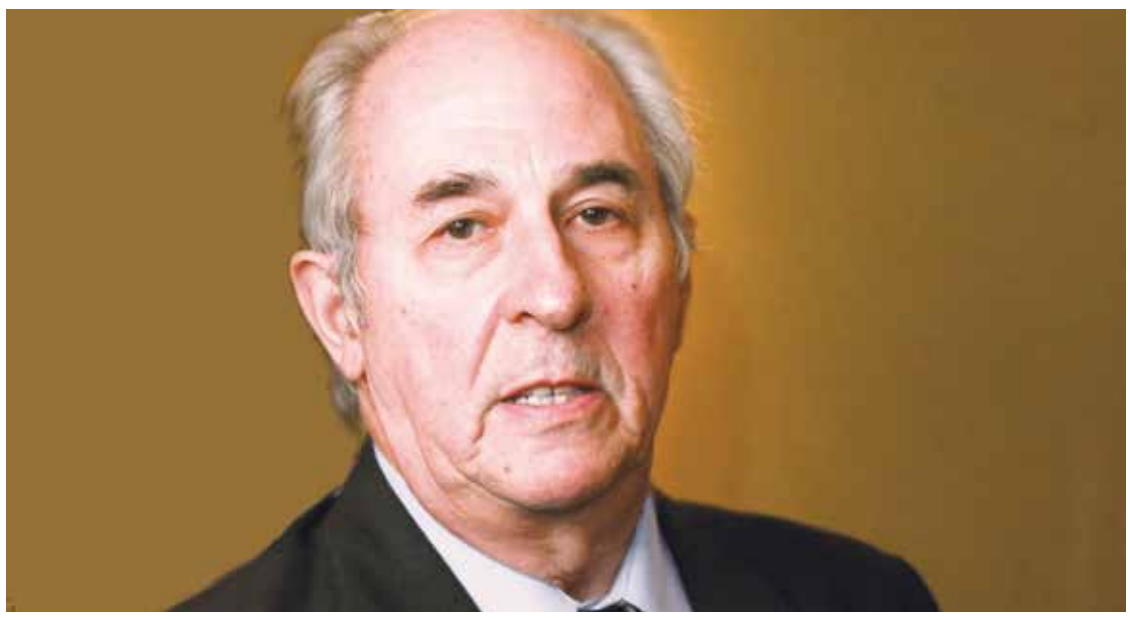
Emilio Cardenas

Energía&Negocios Internacional

Año XXIII N° 264 - Fundado en 1995 - Julio de 2018 - Petróleo, Gas & Electricidad - www.energiaynegocios.com.ar - Precio $ 60

Sarmiento 1889 Piso 2 CABA, (1044) Argentina, Capital Federal - 4371-0010 / 4371-0069

"No deben venderse los activos del Estado en Transener"



Jorge Lapeña no se guarda nada. Uno de los principales referentes del radicalismo en materia energética habla de la política energética de la alianza que integra en Cambiemos. Se refiere a lo que se hizo bien y a los puntos incumplidos del acuerdo celebrado con anterioridad a las elecciones de 2015 entre los candidatos opositores.

Para Lapeña, los acuerdos con China por las represas y las centrales nucleares deben respetarse, pero dejó en claro su objeción a los proyectos por "inmaduros".

Puso especial énfasis en el rol de Vaca Muerta y en la médula energética del país: la fijación del precio del gas en boca de pozo. Para Lapeña el sendero de precios trazado "es un dibujo porque no responde a una retribución de costos eficiente de la producción".

Sobre la venta de Transener expresó: "Es un error extraordinario"

¿Es caro el gas en la Argentina?

Página 5

Buscan dejar afuera de la licitación de Aña Cuá a Gezhouba

Página 18

Los acuerdos de la OPEP y su impacto en la Argentina

Página 16

YPF va por los yacimientos maduros

Página 6

5 de Julio Día de la Energía

COMPROMETIDOS CON EL GAS NATURAL

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

TOTAL
COMMITTED TO BETTER ENERGY

PETRÓLEO&GAS

En entrevista exclusiva, Jorge Lapeña el presidente del IAE recorre el espinel energético sin ahorrar críticas a la gestión de la alianza que integra

"Vaca Muerta no puede desarrollarse a puro subsidio"

Entre el radicalismo y el PRO hay una alianza en la que había varios proyectos. ¿Cuáles pudieron concretarse? Qué se hizo y qué no.

En 2014 celebramos un compromiso de 14 puntos (ver aparte) —que fue elaborado por el grupo de los ex Secretarios de Energía— y que se reflejó en una declaración que firmaron los candidatos a la Presidencia de la Nación,

Lamentablemente, la mayoría de esos 14 puntos no fueron cumplidos, ni siquiera iniciados, sobretodo los que tienen que ver con acuerdos en el Congreso.

Hay otros que sí fueron cumplidos, como la normalización de los entes reguladores; las revisiones tarifarias integrales, un avance notorio en el lanzamiento de las energías renovables. En otros puntos el cumplimiento es muy parcial. Conclusión, no hubo una vocación de cumplir con esos compromisos en forma sistémica. Porque está claro que no hubo en cabeza del funcionario a cargo el objetivo de cumplir con esos acuerdos. Si se firma algo y no se impulsa con un funcionario que se dedique a hacerlo no va a haber cumplimiento.

Respecto del acuerdo de Argentina con China, el ministro saliente declaró que se afecta el déficit fiscal y que no se puede invertir en esas obras. Por otro lado, el canciller Faurie dice que hay que volver a China porque el mundo se ha cerrado…

Creo que los acuerdos hay que cumplirlos. Sin embargo, la construcción de las hidroeléctricas con China tenía dificultades desde su lanzamiento porque el gobierno de Kirchner impulsó un proyecto inmaduro. No se habían hecho los estudios de factibilidad integrales que demostraran que el proyecto era viable en términos técnicos, económicos, financieros, ambientales y en términos tarifarios.

Pero veo positivo que el gobierno de Macri haya completado los estudios, haya realizado las audiencias públicas y que haya avanzado en la redefinición del proyecto, incluso desde el punto de vista institucional. Ya no es un proyecto realizado por la provincia de Santa Cruz sino un proyecto llevado a cabo por la Nación argentina con jurisdicción nacional. En este aspecto lo veo positivo.

¿Qué es lo que veo negativo en este proyecto? Que todavía no tiene definido el sistema de transmisión eléctrica. Es decir, cómo va a llegar la energía eléctrica desde una zona remota ubicada a 2.500 km de distancia hacia los centros de consumo ya que la energía que se va a generar del Río Santa Cruz va a ser consumida en la zona central del país. Es decir, que no tener definido ese aspecto es continuar con un proyecto inmaduro. En este sentido veo positivo lo que se ha hecho pero no se ha hecho todo lo que tenía que hacerse. El Instituíto Mosconi dejó esta posición en un documento que puede verse en su website.

Se hablaba de una línea tradicional de corriente alterna o tal vez una de continua…

Si se hablaba, y todavía no se ha definido, de una línea de continua o una alterna quiere decir que todavía el proyecto no está bien concebido. Y esta parte es un error de la actual administración. La otra, es decir, que no esté definido y el proyecto haya comenzado indica que esta administración corrigió errores pero no todos. En este sentido, el Mosconi lo planteó oportunamente con un documento, y, personalmente, hice una presentación en el Congreso de la Nación. Veo positivo una gran parte de lo que se ha hecho , se perfeccionó lo incompleto por los Kirchner pero no se hizo todo lo que se tenía que hacer de acuerdo a la regla de las buenas técnicas e ingeniería.

Jorge Lapeña

"Es evidente que la población no puede sufrir una devaluación del tamaño que hubo y además un incremento de los precios en dólares."

¿Y las centrales nucleares?

En el caso de las centrales nucleares, el acuerdo con China era una cosa muy primaria. Era un acuerdo donde se impulsan dos centrales nucleares, de dos tecnologías distintas, sin ningún estudio de factibilidad que lo respalde y me parece que el hecho de haberse decidido abrir un compás de espera en este aspecto me parece razonable pero no me explico que no lo hayan hecho en fecha temprana. Hacerlo dos años después y porque hubo que ir al FMI porque pide un ajuste me parece poco elegante. La suspensión que se hace en 2018 de esos dos proyectos nucleares inmaduros.

Pero la financiación la harían los chinos y el repaso es por venta de energía…

Si pero para eso tenemos que saber a cuánto se va a vender la energía. Y esto nunca lo transparentó ni la Comisión de Energía Atómica ni NASA ,que fue la impulsora del proyecto, ni el Ministerio de Planificación de la época kirschnerista ni el Ministerio de Energía de esta época.

Esto debería haberse hecho el primer día de gobierno, el 11 de diciembre de 2015 y no 30 meses después.

En el caso de generación de fuente fósil ¿Cree que hay incongruencia en la política aplicada respecto de los subsidios al precio del gas que recibe la oferta y lo que paga finalmente la demanda?

Evidentemente el problema más importante de la economía energética argentina, a mi criterio, es la fijación del precio del gas en boca de pozo. El precio ha sido regulado por el Gobierno con un sendero de precios que llega a algo así como US$ 6 y pico en el año 2019. Pero ese sendero es un dibujo porque no responde a una retribución de costos eficiente de la producción sino que el objetivo —que es mi opinión, la de académicos y la de especialistas reconocidos— va a estar divorciado del precio del gas en la economía mundial. Argentina, con ese precio del gas, a mi criterio va a tener una desventaja comparativa en su costo de energía respecto de lo que sería un país eficiente o un país normal.

Fíjese, en Estados Unidos el precio mayorista del gas está en US$ 2,80 el millón de BTU y se supone que todos los productores de ese país tienen ganancias cuando entregan ese gas. En Argentina los petroleros quieren recibir US$ 6,50 que es más de dos veces ese valor. Esto va a poner en la Argentina en una posición ahistórica. Siempre hemos tenido ventajas comparativas en precios domésticos respecto del precio mundial y ahora vamos a tener una desventaja comparativa y esto parece no haber sido advertido por la gestión anterior del MINEM que no le ha dado a esto ninguna relevancia, contrariamente a lo que opina la Academia y los especialistas y gran parte del arco político. Este es un tema que lo va a tener que resolver el nuevo ministro.

¿Esta situación debería reflejarse en la producción y en las reservas?

Absolutamente. El gran problema de la Argentina por la cual el país perdió su condición de país de autoabastecimiento es la caída estrepitosa de la reserva de gas natural. Si nosotros tomamos el gobierno del Dr. de la Rúa las reservas comprobadas de gas natural hoy son apenas el 40% de lo que eran en esa época. Y el precio que se intenta vender el gas que es cada vez es más costoso de extraer porque no se ha explorado y no se han descubierto nuevos yacimientos, es seis veces superior al que se vendía a fines del siglo XX y principio del siglo XI.

Estamos pasando de US$ 1 el millón de BTU a USD 6,50 el millón de BTU como precio objetivo. Evidentemente esta diferencia abismal debe ser explicada, porque lo que ocurre es una transferencia de los consumidores —me refiero a los residenciales, los industriales y los comerciantes— no sólo de gas sino de energía eléctrica, es decir todos los consumidores le estamos transfiriendo a la corporación petrolera una riqueza inconmensurable que termina generando una gran desigualdad. Este tema no ha sido suficientemente transparentado para que sea conocido por la Política y decidido por la Política, ni tampoco transparentado para que sea de conocimiento público.

El secreto mejor guardado por el Estado parece ser el costo de producción de los yacimientos de gas de la Argen-

tina y en ese aspecto yo veo una diferencia de los criterios aplicados por el Poder Ejecutivo, en la definición de los precios en estos años, con los criterios de que fueron plasmados en el fallo de la Corte Suprema de Justicia de la Nación de agosto de 2016.

Estamos hablando de un precio regulado de la economía, no un precio libre, de mercado sino regulado que está fijado por el Gobierno no por una competencia dentro del mercado y, en este sentido, no me explico cómo el costo de producción real de los yacimientos argentinos no es un número transparente y mostrable como sí lo es o sí lo son los costos de transporte y de distribución de los servicios públicos regulados por el Estado.

Los productores aducen que para aumentar la producción de Vaca Muerta requieren infraestructura. Pero el Estado ahora está recortando la obra pública. ¿Quedaremos estancados?

Evidentemente la única verdad es la realidad. El FMI —al cual hemos ido en forma voluntaria a pedirle recursos para hacer sustentable la economía argentina— lo que sugiere es hacer recortes y achicamiento de los déficit. Si la comunidad petrolera está pensando en que hay que construir la infraestructura aumentando el déficit me parece que está viendo otra película no atendiendo el momento histórico. Esto me lleva a la necesidad de plantear —algo que no se ha planteado en la Argentina todavía— que es la redefinición de la política petrolera y la política de hidrocarburos y dentro de esa redefinición está el rol de Vaca Muerta en el desarrollo energético de la Argentina.

Vaca Muerta no puede desarrollarse a puro subsidio. Hay que buscar la forma de que Vaca Muerta se desarrolle generando superávit. En este sentido se impone urgentemente realizar este tema pero no en un cenáculo exclusivamente petrolero y corporativo que se habla así mismo y se autoconvence de soluciones que no han probado, por lo menos ante el resto de la comunidad, ser viables todavía. Es decir, basta de seminarios hechos entre petroleros, entre perforadores, entre sindicalistas y entre gobernadores y empresas petroleras. Acá hay que poner además de eso en contraste o en conjunto a la Política, a los partidos políticos, a la Academia y a los especialistas energéticos independientes.

¿Ud. cree que esto que pide tendrá eco dentro de Cambiemos?

No me cabe duda.La Unión Cívica Radical tiene un pensamiento energético en el cual lo que digo es absolutamente natural. No me explico a la UCR en otra posición que no sea ésta, con un debate abierto, transparente, en el cual intervengamos todos. El PRO tendrá que hacer su propio análisis y ver si insiste en esta tesitura en la que se manejó hasta ahora o cambia de enfoque. Sé lo que pensaba el Ministerio de Energía anterior, pero no sé lo que piensa todavía el Ministerio actual.

Se puso freno a la liberación de los combustibles líquidos…

Creo que se impone un discurso formal en el cual queden claras las líneas de la política energética por lo menos desde ahora hasta finalización del mandato. Creo que requiere de un discurso formal del ministro entrante así como la conformación de un equipo que todavía no conocemos en el cual los funcionarios se comprometan con una línea concreta. Es evidente que la población no puede sufrir una devaluación del tamaño que hubo y además un incremento de los precios en dólares. Es decir una devaluación sumada a un incremento de los precios en dólares no puede ser trasladada a los usuarios. Se necesita un mecanismo amortiguador.

Son hechos imprevisibles…

Acá hubo hechos imprevistos y requiere un amortiguador. Ahora bien ¿requiere un amortiguador o requiere un cambio de la política? En algunos aspectos creo que se requiere un cambio más que un amortiguador. Por ejemplo, en la forma que está fijado el precio del gas, que es el director de la economía energética argentina. Ahí estamos requiriendo no sólo un amortiguador sino un cambio de criterio sobre el precio del gas. Por esto creo que hay que abrir el debate. La cuestión de la redefinición de Vaca Muerta también requiere un debate más abierto , amplio y transparente. El problema es redefinir el rol de Vaca Muerta en la estrategia energética argentina y quiero decir que estoy de acuerdo con el subsidio focalizado por tres años, hasta el 2021 y transitorio para el shale gas no para el tight gas. La resolución 46 del ministro Aranguren fue correcta. Este es subsidio para que la industria se ponga a tiro. Y a partir de ahí empalmar con un precio del gas redefinido que se parezca al precio de un mercado competitivo, testigo, del mercado mundial.

¿El GNL puede ser una referencia?

El GNL es una importación marginal. Podría ser la referencia hasta tanto el país se autoabastezca. Cuidado porque la Argentina está pensando en un gas donde los recursos serían de una magnitud universal. El primer tramo, hasta lograr el autoabastecimiento, podría estar de acuerdo que tenga un precio parecido al del GNL. Sería un precio para Vaca Muerta, no creo que sea para todo el gas de la Argentina. Precisamente porque es un precio regulado.

No hay un mercado del gas. En el caso de Vaca Muerta, no me puedo explicar por qué la industria que tiene una posibilidad extraordinaria en el petróleo —estamos hablando de un recurso de 27 mil millones de barriles— es decir diez veces más de todo el petróleo convencional que Argentina tiene y ante la certeza de la viabilidad que tiene la industria, porque actúa con la certeza de que esos recursos son reservas comprobadas. Ante ese postulado de la industria creo que tiene que haber un desafío que es la puesta en producción del petróleo de esos 27 mil millones de barriles para ser colocados en el mercado internacional al precio Brent o WTI en condición

Sintesis de la Declaración de Compromiso

I. POLÍTICA DE ESTADO. La política energética se concibe como una Política de Estado, se asume como estratégica, y debe ser accesible al conocimiento de cualquier ciudadano que tendrá el derecho a informarse sobre la operación, los objetivos, los planes y las obras del sector.

II. PLAN ESTRATÉGICO ORIENTATIVO. Se establecerá un Plan Estratégico Orientativo de largo plazo, el que será refrendado por ley del Congreso Nacional. Deberá considerar criterios de efi-ciencia, diversificación, integración regional y desarrollo ambientalmente sustentable y preverá la revisión periódica de los objetivos y metas establecidos.

III. DIVERSIFICACIÓN DE LAS FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍA. Promover la reducción de la dependencia de recursos fósiles alentando la diversificación de lasfuentes primarias de energía. Se alentarán programas para la hidroelectricidad y la generación eólica. Se promoverán inversio-nes privadas y asociaciones público-privadas para licitar obras de provisión de energía eléctrica al menor costo.

IV. OBJETIVOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE CENTRALES NUCLEARES.
Por ley especial del Congreso se determinarán los objetivos del Plan de Construcción de Centra-les Nucleares. Se promoverá el desarrollo de generación nucleoeléctrica a través de un programa que contemple la actividad de la industria atómica y su tecnología, las últimas condiciones de se-guridad a nivel mundial y las factibilidades económica y financiera.

V. BIOCOMBUSTIBLES. Se promoverán programas destinados al desarrollo de los biocombus-tibles (biodiesel, etanol) para contribuir a sustituir importaciones de derivados petroleros y a la diversificación de la matriz energética

VI. EFICIENCIA ENERGÉTICA. Se promoverán criterios de eficiencia energética para reducir la tasa de intensidad energética de la Argentina de sus actuales niveles superiores a la unidad (uni-dades de energía por unidad de producto) a la tasa promedio mundial actual de 0,7 en el curso de la próxima gestión de gobierno.

VII. ROLES DE LA NACIÓN Y LAS PROVINCIAS.
Se adecuarán y precisarán, conforme a los preceptos constitucionales, los roles de la Nación y las provincias en cuanto a regulaciones y competencias, Se normalizarán los Ente Reguladores transformándolos en organismos altamente profesionalizados.

VIII. MARCO JURÍDICO PARA LOS HIDROCARBUROS.
Una nueva ley de hidrocarburos que deberán contar con amplio consenso de las fuerzas políticas. Se deberá conciliar los intereses de las provincias y la Nación, facilitar el pleno desarrollo de los recursos del país y posibilitar la explo-ración en el Mar Argentino hasta el talud oceánico.

IX. PROGRAMA DE EXPLORACIÓN PETROLERA. Se promoverá un programa exploratorio de hidrocarburos que abarque tanto las cuencas sedimentarias convencionales como no convencio-nales recurriendo para ello a licitación pública internacional.

X. INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL. Se promoverá una política de integración energéti-ca regional para conformar mercados regionales de gas natural y de electricidad que aprovechen la complementariedad de los recursos en la región y las conexiones físicas existentes.

XI. GESTIÓN DE YPF. Se impulsará la gestión autónoma de YPF, controlada por el Estado para que rija su plan de negocios por objetivos empresarios, privilegiando la exploración, el desarrollo y la explotación de las cuencas argentinas, de los recursos convencionales y no convencionales. La Gestión de YPF será auditada por la AGN sin perjuicio de otras auditorías que se realicen sobre la Empresa.

XII. PRECIOS Y TARIFAS. Los precios y tarifas energéticas deberán retribuir los costos de los bienes y servicios que produce, asociados a estándares de calidad y confiabilidad. Se reducirán los subsidios a la energía, no justificados socialmente. Precios mayoristas únicos en los mercados de gas y de electricidad. Para los usuarios vulnerables se establecerá una política de tarifa social.

XIII. DESARROLLO ENERGÉTICO SUSTENTABLE. Se adoptarán normas de preservación am-biental aceptadas internacionalmente y que permiten un desarrollo sustentable de la energía. La exploración y explotación de los recursos fósiles no convencionales (shale gas/ shale oil) será objeto de un régimen ambiental especial sancionado por ley del Congreso.

XIV. MEDIDAS DE URGENCIA Y TRANSICIÓN Auditoría independiente de las reservas de hidro-carburos a cargo de empresa especializada seleccionada por concurso internacional. Implementa-ción de un Plan de Normalización del sistema eléctrico del área metropolitana a los efectos de resolver los graves problemas de suministro que tuvieron lugar en diciembre de 2013 y enero de 2014.

Adhesiones

Frente Renovador | Diputado Sergio Massa.
Unión Cívica Radical | Senador Nacional Ernesto Sanz (Presidente UCR) y Diputado Julio Cobos.
PRO | Mauricio Macri, Jefe de Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
Frente Amplio Progresista | Diputado Nacional Hermes Binner (Presidente del FAP)

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

FOB. Ese es el desafío, la exportación de una parte considerable del petróleo que hay en Vaca Muerta. Esto saca el problema del gas para poner el del petróleo. Y si la Argentina pudiera tener una exportación masiva de ese petróleo al precio internacional siguiendo los riesgos del mercado internacional podríamos volver a reconquistar nuestra posición exportadora que a su vez compense el déficit de la importación de GNL.

Eso es lo que plantean los petroleros argentinos: eficientizar el consumo interno y permitir la exportación en el caso del gas quitando el yugo que tiene el marco jurídico de prioridad de abastecimiento al mercado interno

La prioridad del gas es el mercado interno. Lo que sobra se exportará. Y la importación de Bolivia es insustituible porque es nuestra forma más barata de importación y porque Bolivia forma parte de nuestro hinterland natural.

Bolivia no tiene otra solución que vendernos el gas a nosotros o a Brasil. La idea de bajar la importación de Bolivia es una idea también errónea. Hay varias ideas erróneas en la política energética argentina y en la petrolera. Una es esa creer que nosotros podemos prescindir de Bolivia producto de que Vaca Muerta se ha enfocado exclusivamente para el gas doméstico pensando en los US$ 7,50 que firmó Galuccio con Chevron y que convalidó el gobierno de Cristina Kirchner.

Ese es un error extraordinario. Creo que hay que cambiar el paradigma y hay que discutirlo en una forma abierta, no dentro de la corporación petrolera porque eso no tiene viabilidad política en la Argentina. Cuanto menos tiempo tardemos en entender esto mas rápido vamos a salir de este problema en el que estamos. Y la otra forma de salir es explorar todas las áreas del territorio nacional que sean susceptibles de ser exploradas. Básicamente toda la superficie continental sumergida del talud oceánico es explorable.

Está muy poco explorada si uno la compara con lo que ha hecho Brasil y los habitantes de las Islas Malvinas. Argentina tiene un horizonte de exploración extraordinario que la comunidad petrolera ignora y creo que en esto no se ha hecho nada. Sería bueno saber cuál es la idea del nuevo ministro en este aspecto. Yo recomiendo rever con un criterio de implementación similar al Plan Houston de Alfonsín, quien impulsó la política exploratoria más agresiva que ha habido en la Argentina con el sector privado. En este sentido creo que se han perdido 30 meses porque los proyectos que he visto del Ministerio no van en esa dirección.

Del petróleo y gas convencional se dejó de hablar…

Se dejó de hablar porque YPF había dejado de hablar en la época en que YPF era Repsol. Acá se dejó de explorar. La exploración en la Argentina fue siempre patrimonio de una sola empresa, la estatal YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales). Cuando fue privatizada dejó de ser la exploración petrolera un objetivo estratégico y no ha sido recuperado ni aún con la YPF reestatizada. Hoy se ha focalizado todos sus esfuerzos estratégicos en Vaca Muerta que fue el objetivo de Repsol y luego el de Cristina Kirchner. YPF que era Messi en el equipo, se ha dedicado a jugara ahora un partido totalmente distinto. No puedo entender el objetivo estratégico de YPF de ir a la generación de energía eléctrica y haber abandonado definitivamente la exploración convencional que fue su mayor éxito histórico.

Argentina llegó al autoabastecimiento siendo uno de los pocos países del mundo que se autoabastecía de energía. YPF es el descubridor de Loma de la Lata y gracias a este yacimiento Argentina se autoabasteció de petróleo y descubrió todas las cuencas argentinas. Esa tradición, abandonada por la actual YPF, concentrada en Vaca Muerta exclusivamente, en una fase de subsidio y en generación de energía eléctrica y que olvida su rol esencial en exploración y en descubrimiento es lo que nos ha llevado a este problema energético.

"El Estado nacional que es el accionista principal debe dejar de tratar a YPF como si fuera una empresa privada más pero tampoco como un Ministerio"

Se rumoreó que el FMI pidió la venta de activos argentinos, entre otros, el de YPF

Espero que eso no se haga y espero que el Estado no sea pasivo respecto a esa tenencia. El Estado, que es el dueño de YPF, trata a la petrolera como si fuera una empresa privada más. El Estado tiene que fijarle, como accionista principal objetivos estratégicos para que YPF que es una sociedad anónima los lleve adelante con la regla de las buenas técnicas económica, financiera y comercial.

¿No es una buena herramienta para atraer inversiones?

El Estado nacional que es el accionista principal debe dejar de tratar a YPF como si fuera una empresa privada más pero tampoco como un Ministerio. Eso sería un error fenomenal. No tiene que transformar a YPF en una ENARSA, tiene que tratarla como lo que es, una sociedad anónima como lo es Petrobras o como lo es la empresa de las Falklands Oil que cumplen con los objetivos estratégicos del Estado con criterios comerciales racionales. Esto implica un giro copernicano en las formas en las cuales el Estado trata a YPF.

Inevitablmente llegamos a la venta de otro activo que es Transener

Un error extraordinario desde el punto de vista político que creo le costó caro al propio Ministerio. No se justifica esa venta porque es una participación minoritaria ya que el Estado tiene el 26% de las acciones y no es una participación que dificulte el accionar de la compañía. Muy por el contrario, es una empresa que le da beneficios tangibles al Estado gracias a las tarifas que fueron recompuestas por la actual administración.

En esto el Instituto Mosconi ha sido clarísimo: no debe venderse la participación del Estado en Transener. Además, venderla ahora me parece un error, el valor los activos argentinos en dólares es muy bajo por lo que no tiene lógica. Estamos esperando que alguien se anime y modifique el decreto 882/2017 que establece en el inciso "C" del artículo sexto que debe venderse esta participación. Hemos emitido un documento donde el IAE, —10 razones por las que no debe venderse Transener— que es esclarecedor.

La fusión de Enarsa y el EBY ….

Pienso que también es un error conceptual. Enarsa es una empresa sin un récord de eficacia y eficiencia par llevar adelante emprendimiento complejos —basta con ver la performance de tiempos y costos de las obras que ha encarado desde que fue creada por el presidente Kirchner— no era Enarsa la institución para confiarle la ejecución de emprendimientos de una complejidad extraordinaria como lo son las centrales hidroeléctricas del ríos Santa Cruz y la terminación de la Central de Río Turbio.

Debería haberse generado otra idea. Pensar que Enarsa podría cumplir el rol de la empresa Hidronor cuando llevó a cabo obras como las que hizo Hidronor —Piedra del Águila Alicurá, El Chocón— me parece que es infantil. No ha sido muy feliz la idea. Pensemos que Las represas del Río Santa Cruz son de los más complejos, sólo comparables con un Yacyretá o Salto Grande. Como mínimo habría que haber tomado la experiencia argentina en la materia y adoptar un esquema organizativo compatible con nuestra historia y con la magnitud del emprendimiento.

¿Cómo debió encararse entonces?

Entiendo que hay dos modelos: el modelo Salto Grande, donde se hizo la obra en tiempo y forma, extraordinariamente bien y el modelo Hidronor. Pero el Minem se decidió por un esquema que no es comparable. Haérselo dado a Enarsa me parece que es una solución que yo —ni muchos otros ingenieros especialistas— nunca hubiéramos elegido.

Ahora hay que remitirse a los hechos y juzgar la performance de cumplimiento.

Insisto, creo que gran parte de los problemas que ha tenido el gobierno de Cambiemos se ha localizado en un sector complejo como es la energía, esto estaba previsto.

El gobierno que asumiera el 10 de diciembre de 2015 ya hubiese sido el de Scioli o el de Cambiemos, espacio al que pertenezco, iba a enfrentar en el sector energético, uno de los desafíos más importantes porque el desmanejo en la época del kirchnerismo fue desastroso y la tarea era titánica.

Esto estaba diagnosticado, por los ex secretarios y acordado por os principales candidatos que firmaron la declaración de compromiso en el año 2014, Macri, Cobos, Binner, Masa, Zanz, UCR y el GEN de Margarita Stolbizer.

El problema era grande estaba claro quizás un error fue no poner énfasis suficiente en cumplir esos acuerdos con los firmantes, porque esto hubiera clima de política de estado, de diálogos y la posibilidad de hacer acuerdos parlamentarios que cimentaran una política de estado y esto no se intentó hacer.

En esto se fueron 30 meses de gobierno y la energía le dio muchas tapas negativas al gobierno lamentablemente. Distinto fue el caso del transporte que si bien tenía atrasos tarifario, tuvo una performance que no le ocasionó problemas. Se puso en el centro precios y tarifas que impulsaron la inflación en un marco de descoordinación macroeconómica. Ahora hay que reenfocarlo para los 18 meses que quedan del gobierno de Cambiemos y es muy importante escuchar la voz del nuevo ministro a ver como va a reordenar esto, que no es solo emprolijar sino mas bien Cambiemos, haciendo uso de su nombre deberá cambiar la dirección estratégica.

Los valores del fluido que se pagan internamente distan bastante de la competitividad que necesita la industria

¿Es caro el gas en la Argentina?

Argentina tiene gas barato. La oportunidad para desarrollar Vaca Muerta, sin duda, está, y los países vecinos nos quieren recibir con los brazos abiertos

Por Maximiliano Taylor

El costo de producción del gas en Argentina sigue siendo una incógnita para la opinión pública. *"Garantizar la seguridad energética"* fue la meta del ahora ex ministro de Energía Juan José Aranguren, y aunque ya no se compra el gas en el mercado spot como sucedió hace algunos años, los valores del fluido que se pagan internamente distan bastante de la competitividad que necesita la industria para desarrollarse y el sector petrolero para exportar.

No hay un único precio de gas, pero todos se mantienen muy lejos del Henry Hub. De acuerdo al análisis de Mauro Chávez, especialista de la consultora internacional Wood Mackenzie, la industria requiere un valor de US$ 2 por millón de BTU para alcanzar un desarrollo óptimo. ¿Qué tan lejos se está en la actualidad?

El valor de referencia es el del sector industrial, que paga el gas por encima de los US$ 4 por millón de BTU. El Estado Nacional estableció un precio para las compras de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Cammesa) de US$ 5,20 por millón de BTU.

Los contratos gasíferos se fijaron a un promedio ponderado de US$ 4,68 por millón de BTU para el período de abril-septiembre de este año, que escalarán hasta US$ 5,26 por millón de BTU a partir de octubre. Eso incluye que a los hogares que entran en las categorías de R1 a R2.3 (hasta 1000 metros cúbicos de consumo anual) se les factura el gas a US$ 3,83 por millón de BTU, mientras que en la otra punta a los usuarios R3.4 (más de 1801 m3 de consumo anual) se les cobra US$ 5,98 por millón de BTU.

El Gobierno heredó del kirchnerismo un gas que estaba en promedio a US$ 1,29 por millón de BTU, con un subsidio del 73% que cubría la diferencia hasta US$ 4,70 que era el valor "real", según las planillas oficiales.

La proyección inicial de las autoridades era que el gas se terminara pagando US$ 6,80 por millón de BTU desde octubre de 2019 (tres años más tarde en la Patagonia, la Puna y la ciudad mendocina de Malargüe), pero luego se reajustó a US$ 6,38. Para el analista Chávez, ese cálculo ya quedó obsoleto, y se puede aspirar a un valor en torno a los US$ 6 por millón de BTU.

Argentina abastece más de la mitad de su matriz energética con gas, que puede ser interno, o venir de Bolivia, Chile o los barcos regasificadores instalados en los puertos de Bahía Blanca y Escobar.

El contrato con Bolivia dura hasta 2026. El país conducido por Evo Morales tiene prioridad de abastecimiento con Brasil, pero la menor demanda de ese país ayuda a contrarrestar la declinación productiva de los campos bolivianos. El precio que pagó Argentina en el primer trimestre a Bolivia fue de US$ 5,46 por millón de BTU, de acuerdo a una fórmula que varía en función del valor internacional del gasoil y el fuel oil. La particularidad es que en el verano austral la petrolera boliviana YPFB inyecta mayor volumen del contratado (entre 2 y 3 millones de metros cúbicos diarios), mientras que entre mayo y octubre ingresa en promedio 1 millón de metros cúbicos diarios menos que lo acordado. La importación de Gas Natural Licuado (GNL), en cambio, es más costosa. Según lo que describió el jefe de Gabinete, Marcos Peña, en su informe 111° al Congreso, el precio del GNL es de aproximadamente US$ 7,76 por millón de BTU. El año pasado ese valor estuvo en US$ 5,50, pero la extraordinaria suba del Brent de US$ 45 a US$ 80 por barril impactó fuerte en este precio. El costp de regasificación se estima en U$S 1,32 por millón de BTU, con lo que se alcanza un valor por encima de los US$ 9 por millón de BTU en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), incluyendo el gas proveniente de Chile. En este sentido, no parece absurdo el precio sostén que paga el Estado de US$ 7,50 por millón de BTU a la producción no convencional nueva en Vaca Muerta. Para Carlos Ormachea, CEO de Tecpetrol (de Techint), ese valor está en línea con el mercado. De acuerdo a Wood Mackenzie, *"este subsidio sirve para que producir cueste menos que importar"*, haciendo viable la extracción local a un costo razonable. A la vez, Argentina tiene un gas más barato que el de sus socios regionales, excepto Bolivia. Según Miguel Gutiérrez, presidente de la estatal YPF, las empresas industriales del cordón de San Pablo, Brasil, pagan US$ 12 por millón de BTU, mientras que en Chile se abona entre US$ 8 y 9 por millón de BTU. Argentina se asegura el abastecimiento a la mitad de precio que Chile y a un tercio que Brasil, su principal socio comercial. La oportunidad para desarrollar la infraestructura que haga más competitiva a Vaca Muerta, sin duda, está, y los países vecinos nos quieren recibir con los brazos abiertos.

"Hay que apurarse, esto no es una maratón, sino una carrera de 100 metros", indicó Chávez, de Wood Mackenzie. Desde este verano sobrará entre 5 y 10 millones de metros cúbicos diarios gracias a la producción de Vaca Muerta, pero la demanda local seguirá sin poder cubrirse totalmente en invierno. Las exportaciones de gas se harán esperar. El Gobierno hizo saber que espera un precio medio en los próximos años de US$ 4 por millón de BTU y que podría bajar recién a partir de 2023. La venta constante de gas natural al exterior llegaría aproximadamente en esa fecha.

Suscríbase
Energía&Negocios
4371-6019 / info@energiaynegocios.com.ar

Hacer las cosas bien es la mejor manera de hacerlas
Somos la primera compañía privada integrada de energía de la región.
Desde hace 20 años, invertimos, trabajamos y crecemos haciendo que otros crezcan.
Pan American ENERGY

Este objetivo está contemplado en el Plan Estratégico que prevé inversiones por US$ 30.000 M para 2018/2022

YPF prevé recuperar la producción de yacimientos convencionales maduros

YPF pondrá en marcha tres proyectos piloto con nuevas técnicas de recuperación terciaria con polímeros para sus yacimientos convencionales maduros y en declino de producción, animada por el precio internacional del crudo, que justifica los mayores costos. La iniciativa permitirá analizar el comportamiento de los yacimientos en tres cuencas distintas -Neuquina, del Golfo San Jorge y Cuyana- ante la inyección de polímeros para incrementar sus factores de producción, dijo el presidente de YPF, Miguel Gutiérrez.

Precisó que los tres programas piloto se llevarán adelante en áreas que la petrolera estatal opera en las provincias de Chubut, Neuquén y Mendoza. La decisión forma parte del plan quinquenal presentado en 2017, en el que se mencionó como recursos para el incremento de producción de hidrocarburos al desarrollo de las áreas no convencionales de Vaca Muerta, pero a la vez el rejuvenecimiento de los yacimientos maduros. *"Argentina tiene un tema que atender de sus yacimientos convencionales maduros en declinación, pero que tienen una capacidad de mejora"*, explicó Gutiérrez en alusión al problema que atraviesa a toda la industria petrolera y que explica el declinado productivo hasta la aparición de Vaca Muerta. *"Los yacimientos convencionales en declino son muy maduros con más de 50, 70 y 90 años de operación y de ellos se extrae gran cantidad de agua, en algunos casos mas del 90%, por lo tanto hay que aplicar nuevas técnicas"*, apuntó.

Las técnicas de recuperación de hidrocarburos tienen sus costos de acuerdo a la complejidad, por lo cual la recuperación primaria se logra por el control natural de las presiones, la secundaria con la inyección de agua a presión y la terciaria con la utilización de distintos tipos de productos.

En los últimos tiempos, YPF trabaja en la utilización de polímeros, aunque la industria en todo el mundo también hace recuperación terciaria con gas, dióxido de carbono nitrógeno, productos químicos, reactivos alcalinos y hasta técnicas microbianas, indicó Gutiérrez. Los recursos que requiere y las técnicas más complejas de aplicación elevan los costos de la producción terciaria y suelen justificarse en momentos en que el precio del barril internacional del crudo asegura un mínimo de rentabilidad.

"Ya estamos aplicando la secundaria en casi todo el país y ahora vamos a hacer una cantidad de pilotos en terciarios con polímeros", adelantó el ejecutivo de YPF al señalar que los equipos técnicos eligieron tres locaciones para los programas pilotos.

Se trata de pozos operados por YPF *"en Chubut, Neuquén y Mendoza y si los pilotos dan buenos resultados en esta forma industrial de aplicar polímeros, se va a extender a muchos lugares"*, apuntó.

Hay una serie de condiciones que no todos los pozos cumplen y hay que asegurase de que no sean un riesgo, por lo cual hay que asegurarse que todos los pozos, independientemente de la configuración que tengan, estén aptos para inyectar, explicaron voceros de la petrolera estatal. En la industria se calcula que a nivel global el 35% en promedio del petróleo original es elaborado en las etapas de producción primaria y secundaria, lo que refleja el potencial del remanente que queda atrapado en yacimientos maduros y que parcialmente podría ser producto de recuperación terciaria.

YPF ya había planteado *"lograr la revitalización de los yacimientos maduros a través de una mayor inversión, incorporación de nuevas tecnologías y mejoras en los sistemas de gestión, estrategia que contempla aumentar la inversión en recuperación secundaria y terciaria"*.

El Plan Estratégico que prevé inversiones globales por US$ 30.000 millones entre 2018 y 2022, planifica los proyectos convencionales para lo cual se trabajará fuertemente en la baja de costos y en el mejoramiento de las operaciones de los campos maduros. En oportunidad de aquel lanzamiento, Gutiérrez había adelantado que *"Vaca Muerta es el futuro, pero los convencionales son el presente" y afirmó que "hay importantes oportunidades en las áreas convencionales en los que se deben mejorar los factores de recuperación"*.

Proyectando Energía

Víctor Contreras
victorcontreras.com.ar

El petróleo sigue siendo el recurso primario que cierra el balance energético mundial

¿Por qué la energía está dolarizada?

La suba del precio del petróleo en economías importadoras produce un shock en la oferta agregada con consecuencias más o menos recesivas e inflacionarias.

Por Daniel Montamat

La pregunta es relevante en un contexto de alta inflación y consecuente volatilidad cambiaria como el que todavía padece la Argentina.

Convengamos que con una macroeconomía estable, donde los ajustes cambiarios para arriba o para abajo no son traumáticos para el sistema de precios relativos, lo relevante no es la traducción del precio en dólares a moneda doméstica (el intercambio petrolero internacional está dominado por el dólar), sino la variación en sí del precio del barril de crudo en el mercado internacional.

La suba del precio del petróleo en economías importadoras produce un shock en la oferta agregada con consecuencias más o menos recesivas e inflacionarias. A su vez, los países exportadores, muy dependientes de los ingresos petroleros, experimentan marcados ciclos de expansión y contracción con las subas y bajas de la cotización.

El petróleo todavía sigue siendo el recurso primario que cierra el balance energético mundial: por ser el más transable al contar con la logística más internacionalizada, y, hasta tanto sea desplazado por otro recurso primario (¿el gas natural?), ser el más económico en términos relativos.

Por tanto, si sube el precio del petróleo tiende a subir el precio del conjunto de componentes de la canasta energética, y si baja el precio del petróleo, el paquete energético, en general, también se abarata.

Un dólar más fuerte en el mundo agrega tensión en la Argentina.

Los países que producen y exportan petróleo y cuenta con grandes excedentes, pueden darse el lujo (en economía nada es gratuito) de divorciar sus precios domésticos de las referencias internacionales (subsidio al consumo).

Por lo general, esos países tienen empresas estatales que exportan a precios internacionales la mayor parte de la producción y asumen el subsidio económico en los precios internos.

Los países que son importadores o tienen balanzas energéticas deficitarias, tienen un elevado costo fiscal si divorcian sus precios internos de las referencias internacionales. Pueden amortiguar la volatilidad conformando fondos contracíclicos con los impuestos que gravan la venta de los productos. Pero, para eso, hay que recaudar más impuesto cuando el precio internacional baja, y reducir el componente impositivo cuando el precio internacional sube.

Cuando las intervenciones en el sistema de precios se vuelven discrecionales, las distorsiones se amplifican vía crecientes importaciones. Nunca hay que olvidar que, cuando a un sistema de precios que rige transacciones internacionales se le cierra la puerta, se mete por la ventana vía importaciones.

Los países que están en condiciones de autoabastecerse y exportar saldos como el caso argentino, dependen de inversiones que son muy sensibles a las señales de precios, dado los costos relativamente altos de nuestros yacimientos (por geología y por condiciones económicas).

La característica económica básica del negocio petrolero y gasífero es calcular el valor de las reservas que razonablemente se espera encontrar, y compararlo con el riesgo y con el costo de explorarlas, de desarrollarlas, de producirlas y de comercializarlas.

¿Con qué precio evalúo el proyecto? Si se trata de bienes transables internacionalmente como el petróleo, la guía son

las paridades de importación o exportación según el mercado sea excedentario o no.

El gas natural no tiene todavía referencia de precios internacionales. Cuando no alcanza para abastecer la demanda, la referencia de precio la da el precio del gas importado o la del sustituto combustible que reemplaza su abastecimiento (fuel oil/gasoil).

Si hay abundancia y compiten las distintas cuencas por el abastecimiento, el precio lo va a fijar la cuenca con mayores costos que sea necesaria para satisfacer la demanda. Puede haber precios diferentes en verano y en invierno por los volúmenes adicionales que requieren algunos consumos estacionales (demanda residencial para calefacción). La generación de electrones es menos transable, salvo que existan interconexiones regionales de los sistemas eléctricos.

Pero los equipos involucrados en la generación tienen componentes que se importan en dólares y, en gran parte, usan combustibles que tienen precios de gas o derivados petroleros que, según hemos visto, también se guían por referencias internacionales.

Por sus costos de capital o por sus costos operativos, los electrones también tienen precios que se traducen a dólares.

Ahora bien, si las condiciones macro abaratan el dólar, toda esta canasta energética se abarata (con indiferencia de las variaciones del precio internacional o de sus costos). Contrario sensu, si el dólar se revalúa se encarece.

El drama argentino es que la desmesura populista que vivimos abarató el dólar (con controles e inflación) y fijó precios políticos para la energía. Sumó populismo cambiario y populismo energético.

La fuerte devaluación del peso abre un proceso de reacomodamiento en la agenda de precios energéticos, pero hay que ratificar el rumbo: los precios de la energía tienen que reflejar sus costos económicos para motorizar las ingentes inversiones que requiere nuestro potencial. El desarrollo del potencial nos va a devolver a escenarios de abundancia y precios competitivos (en pesos y en dólares) porque la energía se convertirá en el capítulo del desarrollo inclusivo que nos debemos.

Daniel Montamat es ex secretario de Energía y ex titular de YPF.
NR.: Esta nota fue publicada originalmente en Clarin

Papeles energéticos locales, informe elaborado por la consultora Firts

Alza, corrección y perspectivas de recuperación

La evolución del precio de las acciones energéticas argentinas ha sido muy positiva desde enero de 2017 a hoy, pero la historia puede dividirse en dos capítulos: uno hasta principios de 2018 y otro desde enero de dicho año hasta la actualidad. Durante todo el 2017 las acciones del sector energético argentino tuvieron un crecimiento meteórico, siendo uno de los sectores con mejor desempeño de la Bolsa, superando varias veces el alza del Merval. Pero también la baja generalizada que empezó a fines de febrero impactó con fuerza en dicho sector.

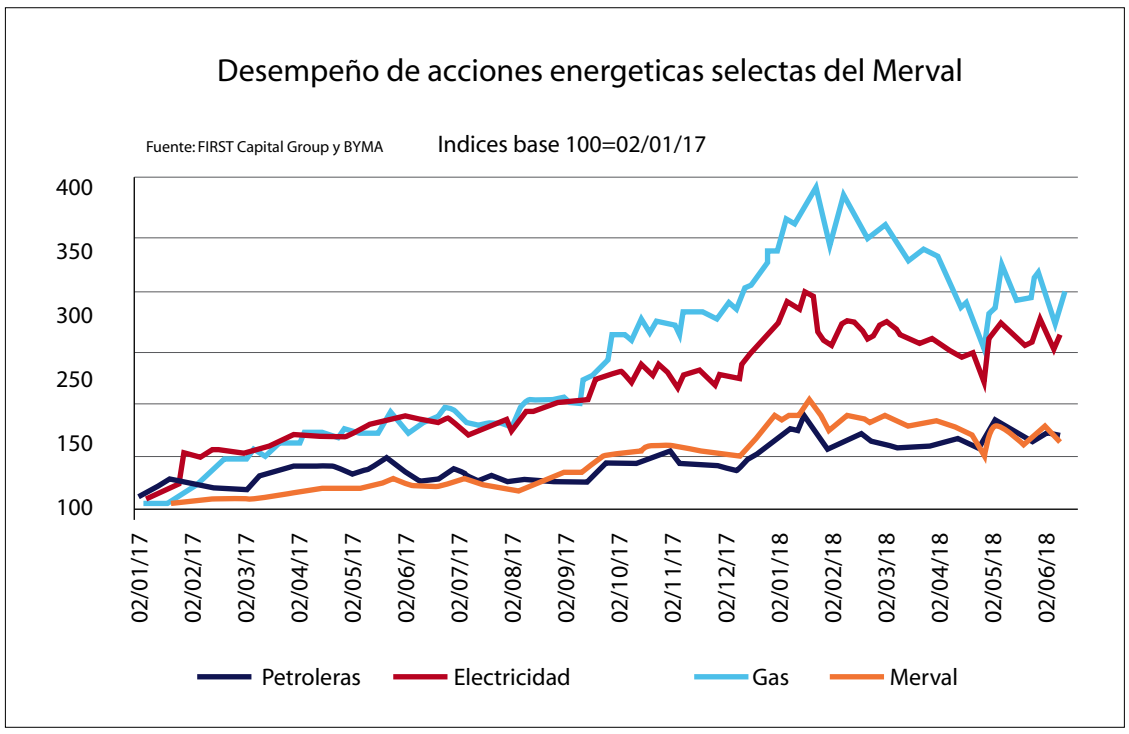
El protagonismo del sector energético en el mercado accionario local puede analizarse más detalladamente diferenciando por los subsectores petróleo, gas y electricidad. Al confeccionar un índice para cada subsector, ajustado por la capitalización bursátil de las principales compañías de cada uno, se puede observar que las acciones de las empresas gasíferas tuvieron el crecimiento más importante durante 2017, aunque luego su caída fue más pronunciada, emparejándose con el desempeño de las compañías de electricidad. Desde enero a diciembre de 2017 las acciones de las gasíferas subieron 219%, pero desde principios de este año hasta el 22 de junio del 2018 cayeron 9%. En cambio, las eléctricas subieron menos durante 2017 (150%) per apenas cayeron 2% en el transcurso del 2018. Por el lado de las petroleras, subieron 55% el año anterior mientras que llevan un alza 5% en el año actual.

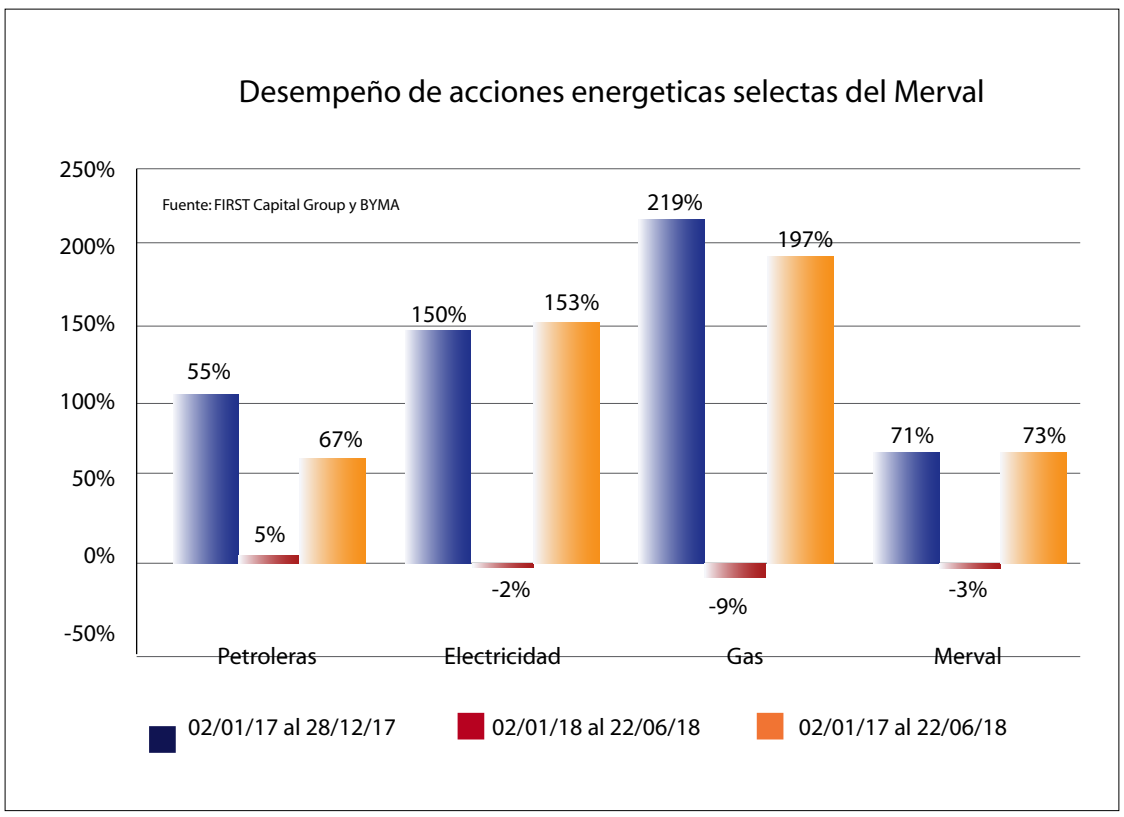
Analizando individualmente por empresa, se destaca la acción de Central Puerto (CEPU), que fue la que más subió durante 2017, con un alza superior al 1000%. Pero en lo que va de 2018 acumula una suba de apenas 1%, atravesando incluso un IPO en la Bolsa de Nueva York con malos resultados. La segunda acción con mejor desempeño en el 2017 fue la de Camuzzi Gas Pampeana (CGPA), subiendo 541%. Sin embargo, en los primeros seis meses de 2018 ha sido la acción con segundo peor desempeño, cayendo 25%. Entre las petroleras, la acción de YPF (que es la de mayor capitalización bursátil entre las analizadas) subió un 56% en 2017, por debajo del Merval. Pero durante el 2018, ha crecido 5%, por encima del índice general del Mercado.

Eduardo de Bonis

Juan Tripier

Mariano Deagusto





Los motivos que explican el distinto comportamiento entre las acciones energéticas son varios. Durante el año pasado las empresas generadoras, transportadoras y distribuidoras tanto de gas como de electricidad vieron sus ingresos mejorados gracias a la Revisión Tarifaria Integral (RTI) llevada a cabo por el Gobierno. Los aumentos de tarifas, que implican mayores ingresos para estas compañías fueron varias veces superiores a la inflación. Por su parte, el precio internacional del petróleo también se incrementó, siendo el principal driver del alza en las acciones petroleras, aunque no lo hicieron en la misma proporción que el resto de las energéticas. Además, el precio local de las naftas, recién fue liberado por el Gobierno a fines de 2017, antes era fijado por el Ministerio de Energía, lo que afectaba los ingresos por downstream del subsector.

Con respecto al desempeño en la Bolsa de las compañías energéticas durante este año, la situación fue distinta. Si bien los subsectores Gas y Electricidad alcanzaron sus máximos entre enero y febrero, luego la situación sufrió un cambio de tendencia. La volatilidad en los mercados financieros internacionales, provocada por la suba de tasas de interés en Estados Unidos, repercutió con mayor amplitud en la Bolsa local. Dicha suba de tasas provocó una salida de capitales, en busca de activos menos riesgosos que los papeles argentinos. A esto, hay que sumarle el impacto de la reciente crisis cambiara en el país, que ya sea por factores externos o internos, deterioró la confianza de los mercados internacionales respecto de los activos locales. En consecuencia, las acciones de gasíferas y eléctricas fueron golpeadas ante el temor de que por la crisis financiera y posterior aceleración de la inflación se pause la RTI, afectando la expectativa de mayores

inca
PROVISIÓN Y MONTAJE
(011) 4326-0062
www.incaaislaciones.com.ar

ANDAMIOS
INTI Certificado de conformidad
Nº 67-31300
Este producto está certificado bajo las normas:
UNE- EN 12810- 1
UNE- EN 12811- 1

ingresos futuros de las empresas energéticas.

Ahora bien, ¿cuáles son las perspectivas para el precio de las acciones del sector en el corto plazo? Si bien son múltiples los factores que pueden influir en los precios, en cuanto al sector energético será primordial dilucidar qué ocurrirá con la Revisión Tarifaria Integral. El Gobierno ha estado desarrollando un marco regulatorio claro y previsible que estimulara la inversión. Pero si el Ejecutivo modifica las reglas de juego, ya sea por motivos políticos o económicos, daría una mala señal al sector y pondría en duda la normalización tarifaria, afectando los ingresos esperados de las compañías. Pero por otro lado, el Gobierno al acordar un préstamo con el FMI se comprometió a acelerar la reducción del déficit fiscal, por lo que tampoco tiene mucho margen para suspender la quita de subsidios a los servicios públicos y morigerar el alza de tarifas.

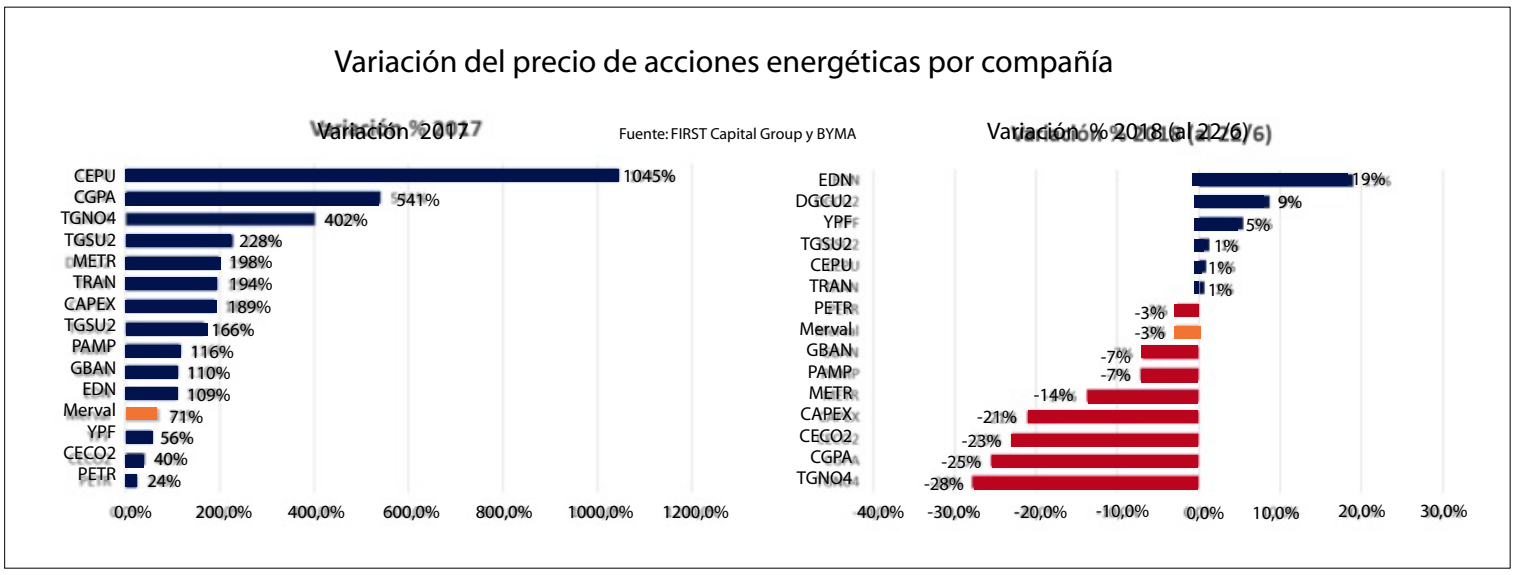
Por lo tanto, más allá de lo importancia de que el Gobierno logre estabilizar las macroeconomía y recupere la confianza de los mercados, será esencial seguir los próximos pasos en su política energética.

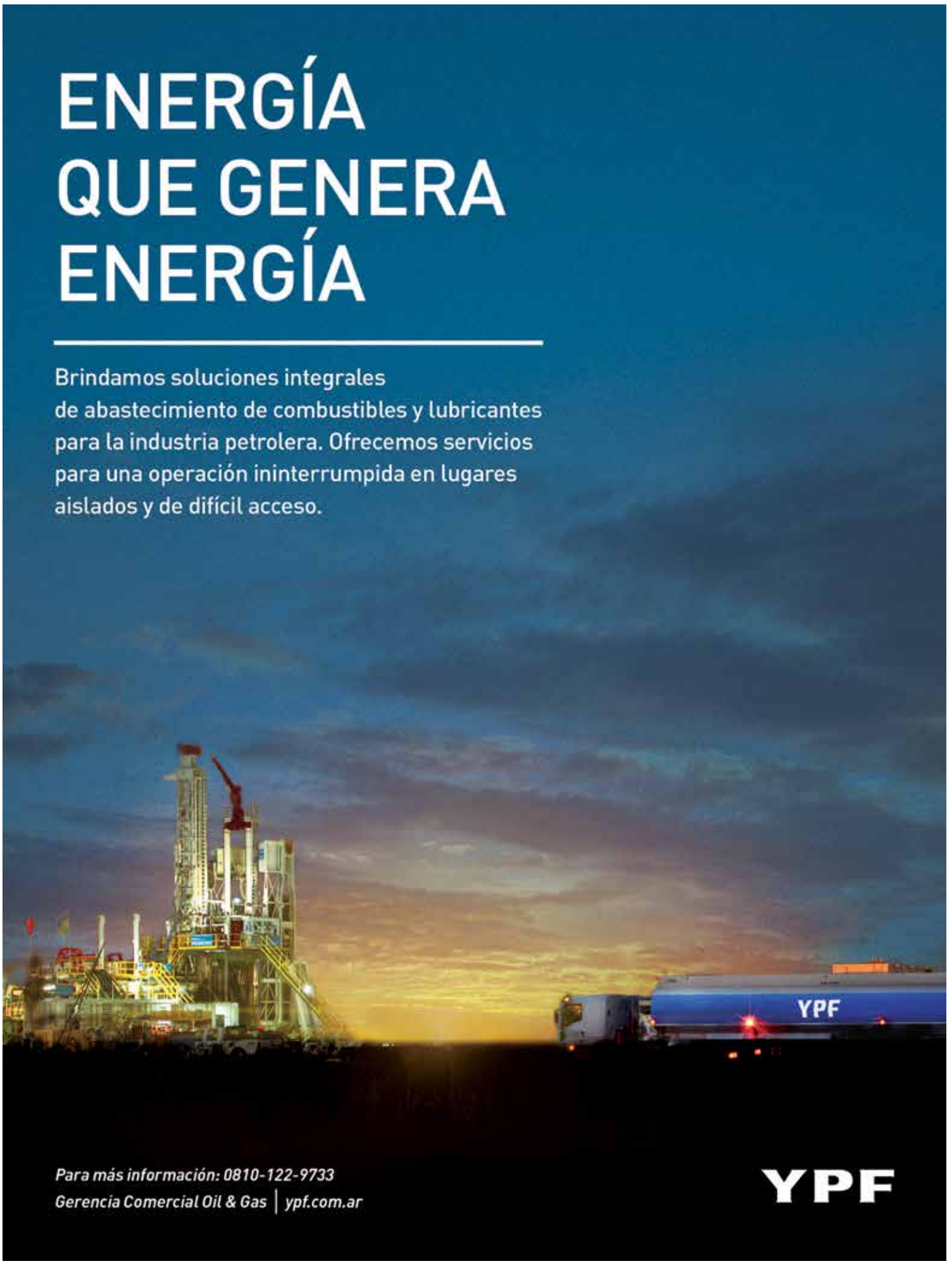
Otro factor importante a tener en cuenta en las perspectivas del precio de las acciones energéticas es la reciente reclasificación a mercado emergente que obtuvo el país por parte de MSCI. El sector es uno de los que tiene mayor volumen de transacciones en la Bolsa de Buenos Aires, junto con los Bancos, por lo que ha sufrido con intensidad la salida de capitales ante las turbulencias financieras internacionales dada su liquidez. Pero a su vez, esta característica puede ser una ventaja ante la expectativa de ingreso de nuevos flujos de dinero al país por la reclasificación, ya que muchos fondos internacionales ahora estarán habilitados a comprar activos argentinos y la liquidez del sector energético les permitiría entrar con rapidez.

Por último, es importante señalar que si el mercado financiero local continúa con su progresivo desarrollo, tanto en calidad como en profundidad, esto repercutirá favorablemente en el precio de las acciones.

Además, todavía hay espacio para nuevos jugadores en el sector energético aunque deberán encontrar el momento adecuado para tener una exitosa salida a Bolsa. Cabe recordar que este año Distribuidora de Gas del Centro y Genneia suspendieron sus respectivos IPOs, debido a la volatilidad en los mercados.

En conclusión, si bien la foto con respecto a principios de 2017 muestra un alza en el precio de las acciones energéticas, la película muestra dos capítulos diferentes. La volatilidad que actualmente atraviesa el mercado local ha impactado también en el sector y todavía no es claro si la turbulencia ha pasado definitivamente. Pero si la economía logra estabilizarse en los próximos meses y se respeta el marco legal que le da previsibilidad al sector, puede haber oportunidades para que las acciones de empresas de gas, petróleo y electricidad recuperen su tendencia al alza.





Desarrollos pilotos de gas

Chevron retomará El Trapial

Chevron confirmó que a partir de octubre comenzará a realizar el plan que puede resucitar el viejo yacimiento El Trapial en Rincón de los Sauces. Ese mes comenzará a perforar el primero de los ocho pozos que tiene en carpeta.

Clay Neff, presidente para África y América Latina de la firma, se reunió con el gobernador neuquino Omar Gutiérrez a quien le anticipó los plazos del plan que proyecta una inversión de US$ 200 millones. La petrolera norteamericana presentó un plan piloto para El Trapial donde busca llegar a la formación Vaca Muerta para extraer gas.

Actualmente en la de zona de Rincón la mayoría son yacimientos maduros de petróleo.

Según el gobernador se trata de una *"reparación histórica"* para la región petrolera con más antigüedad en la provincia. Desde hace años el nivel de actividad desciende e impacta en toda la economía de la localidad, por lo que un nuevo plan de inversión en no convencionales podría sumar una alternativa.

Este plan no convencional de Chevron en El Trapial incluye la perforación de ocho pozos horizontales que buscarán encontrar *shale gas*.

Anteriormente realizaron algunos ensayos hacia la formación no convencional pero el objetivo fue petróleo.

Por otra parte el gobernador Gutiérrez, también comentó sobre otro proyecto de gas en la zona de Narambuena. Se suma a la inversión anunciada en El Trapial.

La petrolera confirmó otro proyecto piloto de gas en Narambuena, zona operada por YPF. Chevron desarrollará cuatro pozos no convencionales en busca del gas de Vaca Muerta.

Hasta el momento no se confirmó la inversión, pero fuentes del sector estimaron en US$ 100 millones El proyecto se sumará al desarrollo propuesto para el maduro yacimiento El Trapial. Para ese proyecto se destinarán US$ 200 millones.

Narambuena es un sector que se encuentra dentro del yacimiento Chihuido de la Sierra Negra.

Allí YPF tiene el 97% del bloque, mientras que el resto está en manos de Chevron. Los desarrollos propuestos para la zona de Rincón de los Sauces que cuenta con yacimientos que están en sus últimos años de explotación.

La empresa británica es socia de CGC

Echo Energy anunció avances en Santa Cruz

La compañía británica de petróleo y gas Echo Energy anunció la *"finalización exitosa"* de la prueba de pozos extendidos en el campo maduro Cañadón Salto, al norte de la provincia de Santa Cruz, en el activo que opera junto con la argentina Compañía General de Combustibles (CGC).

El pozo Cso-85, ubicado en el departamento Deseado, se sometió a un período de prueba de pozos extendidos que incluyó 16 días de producción de gas estabilizado, informó Echo en Londres.

"Esto fue seguido por un período de 19 días en el cual se dejaron medidores en el pozo para monitorear la acumulación de presión", agregó la empresa británica en una nota compartida en su cuenta oficial de Twitter.

Los resultados *"fueron muy positivos e indican que el pozo está en comunicación directa con un volumen de aproximadamente 4 bcf (miles de millones de pies cúbicos) de gas en el depósito Springhill C1"*.

La integración de estos datos, junto con la extensión del mismo yacimiento en el flanco oriental, "indicaría que será posible convertir algunos o todos los recursos prospectivos brutos", actualmente clasificado de 15,3 bcf, a "recursos contingentes", y tras un plan de desarrollo proseguirá la conversión a una catergorización de reservas.

Además de estos recursos de Springhill C1, la reserva más profunda de Springhill C3, también presente en el mismo flanco oriental tiene unos 11,6 bcf de recursos potenciales brutos en el mejor de los casos atribuidos, que también se incorporarían a un plan de desarrollo con una expectativa similar de reclasificación.

Echo y CGC evalúan actualmente la perforación de un pozo adicional en el flanco occidental de Cañadón Salto durante la actual campaña de perforación.

Esta operación apuntaría a un total de recursos potenciales brutos de 18,8 bcf, en el mejor de los casos, además de confirmar los recursos contingentes existentes de 19 bcf, apuntó la firma británica.

Con su socio argentino se está trabajando *"para establecer un plan de desarrollo totalmente presupuestado, que incluya el gasoducto y las instalaciones de procesamiento de gas asociadas junto con la línea de tiempo en la que podríamos anticipar que comenzarán las actividades"*, dijo la CEO de Echo, Fiona MacAulay. La petrolera británica había comunicado la semana pasada la conclusión exitosa de la perforación del pozo de exploración ELA-1, en Laguna Los Capones, bloque operado por CGC también en territorio santacruceño.

Una vez completada esta fase de la operación en el ELA-1, el equipo se trasladará al tercer prospecto en el programa de exploración de cuatro pozos de la compañía, El Molino Sur, ubicado en el activo de Fracción C y al sur del actual, apuntó.

Según MacAulay, los datos en Los Capones *"sugieren la capacidad de esa formación para generar hidrocarburos in situ, como se ve en el cercano campo Laguna María, que ha estado en producción desde 2016"*.

"Si las pruebas determinan que esta sección puede soportar caudales comerciales, el pozo puede ser rápidamente puesto en producción", indicó.

En yacimientos mendocinos

YPF y Geopark socios en exploración

YPF y la petrolera Geopark anunciaron un acuerdo para el desarrollo de un proyecto exploratorio conjunto en el bloque Los Parlamentos, en el departamento San Rafael, provincia de Mendoza, donde ambas firmas tendrán una participación de 50% cada una tras la licitación realizada a fines de mayo.

Los Parlamentos es un bloque ubicado en el sur de Mendoza y cubre un área aproximada de 1.480 km2 con cobertura sísmica de 100 km2 de sísmica 3D y 800 km2 de sísmica 2D, cerca de otros yacimientos productivos.

YPF ganó la ronda de licitaciones que la provincia realizó el 31 de mayo, aunque aún no fue formalmente adjudicada, y según el acuerdo de alianza dado a conocer por las empresas, permitirá a GeoPark recibir una participación no operada del 50% en el bloque.

Esta participación en Los Parlamentos quedará a cambio de un compromiso para financiar su participación del 50% de un pozo de exploración y sísmica adicional 3D, por un monto total de US$ 6 millones en los próximos tres años.

Extensión

El área Los Parlamentos se suma a los siete bloques en lo que ya participa la petrolera GeoPark para conformar una plataforma de más de 2 millones de acres en la cuenca neuquina, con potencial de exploración convencional y no convencional dentro de las formaciones Grupo Neuquén y Loncoche.

Geopark informó que se está llevando a cabo una evaluación de geociencia y se estima el inicio de las operaciones en el yacimiento hacia fines de 2018 o inicios de 2019.

GeoPark Argentina Ltd., es la filial de GeoPark Ltd., explorador y operador petrogasífero con activos en Argentina y otros países latinoamericanos. En 2014, un consorcio formado por GeoPark y Pluspetrol se adjudicó dos licencias de exploración por los bloques Sierra del Nevado y Puelén, en la cuenca Neuquén. En esta área, GeoPark tiene una participación de 18%. La compañía opera además el bloque El Mosquito, ubicado en la cuenca Austral, en el sur de Argentina.

Argentina ahorra US$ 21 millones al reemplazar gas oil

Acuerdo con Chile para importar gas en julio

Se firmó un Acuerdo Marco realizado entre Integración Energética Argentina (IEASA) y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) de Chile que define las condiciones básicas para permitir la importación de gas natural por los próximos 3 años, según las necesidades a definir anualmente para cubrir la demanda de nuestro país. Para 2018 se acordó la entrega máxima de tres millones de m3 diarios, desde el 1° al 31 de julio, que ingresarán al país por Mendoza mediante el gasoducto GasAndes que atraviesa la Cordillera de los Andes.

Esta importación de 93 millones m3 de gas permitirá reemplazar 100 mil m3 de gas oil para el funcionamiento de las centrales de generación eléctrica y se materializa mediante la venta de este suministro a Cammesa. La diferencia entre el valor del gas oil y el monto acordado para la importación desde Chile, permitirá al Estado argentino un ahorro de US$ 21 millones durante julio.

La petrolera abastecerá y desarrollará el servicio de post-venta

Alianza comercial entre Shell y Volkwagen

Shell Argentina, luego de un proceso competitivo, ha sido adjudicada por la prestigiosa compañía automotriz Volkswagen, para abastecer el primer llenado en planta con sus innovadores productos y desarrollar en conjunto el servicio de postventa en sus concesionarios y talleres oficiales. La petrolera brindará el primer llenado en planta con sus lubricantes y combustibles y desarrollará en conjunto el negocio de posventa (concesionarios y talleres) del Grupo Volkswagen Argentina, empresa líder en ventas dentro del sector automotriz. El acuerdo incluye la recomendación de las marcas Shell Helix y Shell VPower en toda la línea de productos Volkswagen (autos, camiones y buses) y Audi.

La adjudicación de este acuerdo tiene como principal fortaleza la creación en conjunto de un producto único en el mercado: el lubricante Shell Helix HX8 Professional AV 5W40 – Volkswagen. Dicho producto permitirá que ambas compañías estén presentes en los canales de comercialización de lubricantes del mercado argentino como los concesionarios y talleres oficiales Volkswagen, Estaciones de Servicio Shell y Distribuidores oficiales Shell.

"Estamos confiados en que Shell ayudará a hacer crecer significativamente el negocio de posventa del grupo Volkswagen en Argentina y que esta alianza será de gran valor para los clientes de ambas compañías", declaró Juan José Salaberri, Gerente de Marketing de Lubricantes de Shell Argentina.

La alianza de uso y recomendación entre Shell y Volkswagen unirá la experiencia, el conocimiento y la innovación tecnológica de ambas compañías, referentes en sus respectivos mercados. El trabajo conjunto en la generación de un lubricante que reúne lo mejor de cada marca potenciará la calidad del producto y la excelencia del servicio que demandan sus clientes. Esta alianza novedosa entre dos prestigiosas empresas genera una propuesta de valor única para el mercado argentino.

Shell Helix HX8 Professional AV 5W40 – Volkswagen es un producto nuevo, único, desarrollado y aprobado contra la técnicamente desafiante especificación de motor VW 508.88/509.99 de Volkswagen. Está formulado específicamente para uso en vehículos Volkswagen impulsados a nafta, etanol, gas y diésel que exijan esta especificación, la cual combina pruebas de motor con demandantes pruebas de campo. Es además adecuado donde rendimientos API SN o ACEA A3/B4 sean requeridos. Su tecnología superior de limpieza activa*1 evita la acumulación de depósitos que disminuyan la performance del motor. Ayuda a alargar la vida útil del motor protegiéndolo hasta un 40%*2 más contra el desgaste, incluso en las condiciones de conducción más exigentes.

Los lubricantes de motor de alta gama Shell Helix son formulados usando la exclusiva tecnología PurePlus de Shell a partir de gas natural, más libres de las impurezas presentes en el crudo y con un contenido en moléculas más estables, isoparafinas, más resistentes a la oxidación y un menor espesamiento del aceite, contribuyendo a reducir la fricción y a favorecer el ahorro de combustible y reducción de emisiones.

En referencia al combustible, el acuerdo incluye también la recomendación de la nueva Shell V Power. Producto recientemente lanzado por Shell, una marca renovada, con fórmula mejorada para brindar más potencia y mayor rendimiento. Shell V-Power, permite enriquecer las condiciones del motor y maximizar la energía del combustible gracias a que contiene una tecnología innovadora llamada Dynaflex. Esta revolucionaria tecnología contiene tres veces más moléculas reductoras de fricción y limpieza para proteger el motor y remover hasta el 80% de los residuos acumulados en las válvulas de admisión e inyectores. El Grupo Volkswagen ha sido líder del mercado argentino por 14 años consecutivos y este año lidera con más de 15.5% del market share. Posee la mayor tasa de crecimiento año sobre año, lo cual representa para Shell Lubricantes un potencial de crecimiento exponencial en su negocio.

Auguramos el inicio de una alianza que beneficiará no solo a los clientes sino a la industria sumando tecnología, innovación y compromiso.

*1 Comparado con Lubricante Mineral Shell Helix.

* 2 Basado en testeos de motor OM646 LA comparado con lubricante con especificación ACEA B3/B4

Acerca de Shell lubricantes

El término "Shell Lubricantes" refiere a las compañías del Grupo Shell dedicadas al negocio de los lubricantes. Shell vende una amplia variedad de lubricantes para satisfacer las necesidades de los clientes a través de una gama de productos para el automóvil de calle, el transporte pesado, la minería, la generación de energía y la ingeniería general. La cartera de productos de lubricantes Shell incluye Shell Helix, Shell Rimula y Shell Spirax. Con 70 plantas en todo el mundo, somos productores de aceites que se distribuyen, comercializan y venden en más de 100 países.

Contamos con más de 350 especialistas de soporte técnico y 1.000 profesionales de ventas que mantienen un diálogo constante con nuestros clientes cada día. Ofrecemos una amplia gama de servicios, además de nuestros productos, incluyendo Shell LubeMatch, la herramienta online líder del mercado que aconseja el tipo de lubricantes en función del vehículo o equipo; y Shell LubeAnalyst, un sistema de alerta temprana que le permite a nuestros clientes empresariales controlar el estado de sus vehículos, lo que ayuda a ahorrar dinero en el mantenimiento y prolongar la vida útil del motor.

Preocupación de los estacioneros por el acuerdo de precios

Más allá de los costos que puedan surgir por cuestiones impositivas u obligaciones de las petroleras y autoridades, los expendedores minoristas miden el rendimiento económico de su negocio principalmente en base a dos variables: precio y volumen. Surtidores, reflejó la preocupación de los estacioneros.

Los valores al público son un factor crucial porque la comisión que reciben es un porcentaje generalmente fijo o sugerido por el proveedor en función de lo que marcan las pizarras. Por eso, Miguel Ripa, Presidente de la Cámara de Expendedores de La Pampa (CECLA) observa con "preocupación" el freno que determinó el Gobierno hasta el mes de noviembre.

Pero por otro lado, el dirigente pampeano entiende que "si aumentamos el precio vamos a vender menos", lo que terminaría incidiendo en las cuentas finas de la actividad a fin de mes. Ya en el primer semestre la caída de los despachos a nivel país osciló en el 12 por ciento y las expectativas no son alentadoras para lo que resta del año.

"Por ahí los beneficiados pueden ser las petroleras pero no las estaciones".

En resumen, Ripa sentó posición: "no estoy de acuerdo en que se regule el mercado". Pero considerando el actual contexto reconoce que debe haber un reordenamiento entre los distintos actores que participan de la comercialización de combustibles. "Son etapas en las que tenemos que tener la frialdad pensando en la perspectiva y que a lo lejos nos beneficie a todos", expresó.

Por otra parte, dado que en su zona rige una exención del Impuesto a la Transferencia de los Combustibles (ITC) advierte que el costo al consumidor del litro de nafta súper se ubica muy próximo al metro cúbico de GNC: apenas 4 pesos.

Con este esquema se enciende aún más el alerta: "para que no se muera el GNC necesitaríamos una mayor distancia". La expectativa de encontrar una solución está en el encuentro multisectorial que la Confederación de Expendedores (CECHA) organizó para el 5 de septiembre en Capital Federal, en conjunto con otros actores de la cadena de valor.

Shell aumenta

La petrolera angloholandesa Shell se sumará a YPF e incrementó desde los primeros días de julio, entre un 9% y un 12% los precios de naftas y gasoil. En concreto, subirá un 9% la nafta súper, un 11,1% la V-Power, un 9,5% el gasoil común y un 12% el premium.

De esta forma, en las estaciones de servicio de Shell en la Ciudad de Buenos Aires se encontrarán los siguientes precios al amanecer: $ 29,52 la nafta súper, $ 34,99 la V-Power Nitro, $ 25,82 el gasoil común y $ 30,98 el V-Power Diesel.

Shell, que concentra cerca de un 20% de las ventas de combustibles al público, ajustará mucho más fuerte que YPF, que tiene más de un 55% de participación del mercado. Es una jugada riesgosa, motivada por una devaluación de 13,3% en un mes que llevó al dólar hasta los $ 29. El aumento de los precios por encima de la actualización de la empresa manejada por el Estado podría desembocar en un traslado de clientes hacia YPF, que viene acumulando mayores retrasos que el resto.

Recientemente, el ministro de Energía, Javier Iguacel, declaró que el mercado no está intervenido. Su antecesor, Juan José Aranguren, había estipulado un ajuste de apenas un 3% para julio y un precio del barril interno en US$ 68.

XCMG | IRONGROUP
ANTICIPO Y 10 CHEQUES
RETROEXCAVADORA XT870
Balde 1.0 m3 | Potencia 90 HP
XCMG.COM.AR | IRON-GROUP.COM | 0800-888-IRON (4766)

"Nos fumamos todo"

Javier Iguacel

El ministro de Energía Javier Iguacel en declaraciones durante una entrevista en el programa La Cornisa dijo que, durante el kirchnerismo *"nos fumamos todo"* en materia de energía y que, por consiguiente, la Argentina tiene que importar. *"El presidente Macri está muy seguro y tiene un equipo que está muy seguro"*, afirmó.

Respecto de los ajustes tarifarios, Iguacel dijo que el costo depende de los componentes de la cadena, producción, transporte y distribución. *"Del transporte, las tarifas están corregidas, o sea que no hay más aumentos salvo la corrección por inflación"*, dijo, y detalló que la mitad de las facturas no van a sufrir modificaciones.

"En la otra mitad, que es el costo de generación, todavía tenemos un costo muy grande porque seguimos importando, entonces ahí va a haber una corrección", reconoció, y explicó: *"nos cuesta el doble de lo que estamos pagando"*. *"Por normativa, desde 1991, hay dos revisiones anuales: en otoño y primavera; en este caso sería en septiembre y en octubre la del gas y la de la electricidad"*, dijo.

Iguacel reveló que el Presidente le dijo a su equipo que debe haber un mercado transparente, con *"una economía sana de competencia"* donde se aseguren que *"la gente pueda afrontar y las pymes puedan desarrollarse"*. Según sostuvo, a partir de la competencia entre las empresas, se bajarían los precios y, en relación a esto, dijo: *"Hay empresas dispuestas a hacer una corrección un poco más baja, incluso, que la inflación"*. Además, dijo: *"Hoy tenemos la nafta más barata de la región"* Iguacel elogió al ministro saliente: *"Por primera vez en catorce años, este verano, vamos a ser exportadores de gas; un gran éxito que el ministro Aranguren ha logrado conseguir"*. Y acompañó su plan de aumento de tarifas : *"Si no hubiéramos tenido las correcciones tarifarías que hubo, hoy tendríamos un déficit fiscal que era imposible de manejar. Nunca hubiéramos logrado en esta turbulencia mundial que se combinó con la sequía y que nos puso débiles tener el paraguas inédito del apoyo internacional. Sin dudas, hubiera sido mucho peor"*.

Despues de casi tres años de estancamiento

Aumentó la producción de petróleo

La industria petrolera neuquina mostró un gran incremento interanual en el mes de mayo. Por primera vez desde febrero de 2016 la producción de crudo aumentó en la comparación mensual e interanual, desplazando de la marquesina de alzas a la producción de gas mensual que venía corriendo con ventaja por los grandes yacimientos de Vaca Muerta. La producción de petróleo en Neuquén aumentó 1% en el mes de mayo sobre abril del corriente año. Al mismo tiempo este aumento significó un 10,7% de incremento interanual respecto a mayo de 2017, según publicó el diario Rio Negro. Específicamente la producción bruta diaria de mayo fue de 112.394 barriles de petróleo por día (BBL/D), logrando así la mayor producción de petróleo de los últimos 31 meses, según información aportada por el gobierno de la provincia de Neuquén. El crecimiento del precio internacional del crudo empujó la producción de petróleo. Hoy el precio internacional de referencial del barril (Brent), es de u$s 76,31 aunque rige desde el mes pasado un acuerdo impulsado por el anterior ministro de Energía, Juan José Aranguren, que fijó un precio interno por debajo del valor internacional para el período junio-agosto. Te puede interesar Regalías extra por $ 600 millones La producción bruta de gas diaria en mayo fue de 64,3 millones de metros cúbicos diarios (MMm3/d). Esto significó un 3% a la baja respecto a abril de 2018 y un 5,1% en alza de variación interanual. Cabe destacar que en abril de este año el Ministerio de Energía de la Nación informó que la producción de gas en el país fue la más alta de 2009, con Vaca Muerta como un de los grandes responsables del repunte de la producción de la mano del nuevo Plan Gas, el sistema de estímulos a la producción que garantiza un sendero de precios sostenidos.

Breves internacionales

Por casos de corrupción

Investigan a Glencore

Glencore, el gigante suizo del comercio de materias primas, fue citado por el departamento de Justicia de Estados Unidos en el marco de una investigación por hechos de corrupción relacionados con sus actividades en Nigeria, Venezuela y República Democrática del Congo (RDC). Glencore "recibió una citación fechada el 2 de julio de 2018 del departamento de Justicia estadounidense para proporcionar documentos y otros registros en virtud de la ley sobre Prácticas de Corrupción en el Extranjero y las normas de lavado de dinero", dijo el grupo en un comunicado. *"Los documentos solicitados están relacionados con las actividades comerciales de Glencore en Nigeria, República Democrática del Congo y Venezuela desde 2007 hasta ahora",* agregó.

El gigante suizo de materias primas indicó que iba a *"examinar la citación y entregar otras informaciones en tiempo y forma".* Glencore, que tiene su sede en Suiza pero cotiza en la Bolsa de Londres, también podría ser investigado en Reino Unido por los supuestos hechos de corrupción en RDC, informó en mayo Bloomberg. El anuncio de la citación por parte de la justicia en Estados Unidos provocó el desplome de las acciones de Glencore que caían 12% en los primeros intercambios del martes en la mañana en Londres.

Gazprom invertirá en Vitiacua

Gazprom explotara en Vitiacua, Bolivia, a través de una inversión de US$1.220 millones .La petrolera rusa será el operador del Área Vitiacua, ubicado en una zona tradicional, con un potencial de 4,2 TCF's y se prevé que su producción máxima llegue a 12 millones de metros cúbicos día (MMmcd).

El acuerdo se firmo en presencia de viceministros de Rusia, que estaban en representación del presidente Vladimir Putin, para garantizar estas inversiones. Memorándum de Entendimiento Cambio de Matriz Vehicular En el marco de la política de cambio de matriz energética vehicular, el Ministro de Hidrocarburos, Luis Alberto Sánchez, firmó con Gazprom, a través de la empresa Exiar, la gestión de financiamiento de créditos directos de la empresa al sector transportista de Bolivia, para la provisión de hasta 20.000 vehículos rusos de transporte público impulsados a Gas Natural Vehicular (GNV).

Al respecto el ministro de Hidrocarburos, Luis Alberto Sánchez, señaló que "el cambio de matriz energética vehicular en Bolivia es proyecto impulsado desde hace muchos años, mediante el cual se han convertido 400.000 vehículos de gasolina a Gas Natural Vehicular (GNV). La segunda fase de este proyecto es convertir el transporte público de vehículos de diésel a Gas Natural Licuado (GNL) y GNV y para esto estamos visualizando un crédito de Rusia para la compra de 20.000 vehículos.

El crédito daría Exiar directo a los transportistas y así puedan adquirir vehículos nuevos con instalaciones de GNV o GNL de fábrica".

Más de US$ 4.000 millones recibió Tarija

El viceministro de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Carlos Torrico, explicó que *"la Ley de Incentivos permitió viabilizar proyectos exploratorios con una inversión de US$ 4.318 millones. Tuvimos la capacidad de conseguir nuevas inversiones en un esce-nario de precios adversos, que beneficiarán directamente a la Gobernación, Municipios y la Universidad de Tarija en el corto y mediano plazo"*. Algunos proyectos que se lograron viabilizar de acuerdo a la explicación de la autoridad son: Los Monos/Aguarague Centro, Jaguar-X6, Iñiguazu y Boyuy. Asimismo, *"esta ley también permitió viabilizar los proyectos de desarrollo en Caigua, Sábalo y Caipipendi, con una inversión asociada de aproximadamente US$ 400 millones"*

En ese sentido, en el departamento de Tarija, la Universidad Juan Misael Saracho sólo aporta el 0,6% del total a nivel Nacional, en el caso de los Municipios y la Gobernación, el 3,4% y 1,2%, res-pectivamente". Torrico lamentó que las autoridades sostuvo que *"en los últimos tres años el departamento de Tarija recibió por Renta Petrolera de US$ 1.011 millones y cu-riosamente por tercer año consecutivo registró un crecimiento económico negativo. Tarija tiene todo el potencial para lograr ser un gran polo de desarrollo, a través del Gasoducto Villamontes–Tarija y la interconexión de la Termoeléctrica del Sur, respectivamente, para tener un gran parque industrial"*.

De igual modo, refirió el Viceministro *"nos llama también la atención de que las autorida-des de la gobernación tengan un doble discurso, se quejan de que no hay dinero, de que no hay inversiones, sin embargo, se oponen a US$ 682 millones de inversión en las Áreas San Telmo Norte y Astillero, que permitiría alcanzar una Renta Petrolera de US$ 8.915 millones, y cerca de US$ 1.800 millones para el departamento de Tarija"*. Como efecto de la Ley de Incentivos, *"producto del éxito de la perforación del pozo ex-ploratorio Los Monos-X12, la interconexión de los pozos de Caigua a la planta La Vertiente, así como, la aplicación de sistemas de compresión en Sábalo y Caipipendi, y la conclusión de los pozos Boyuy-X2 y Jaguar-X6 (ambos actualmente en perforación), entre otros proyectos, el departamento de Tarija recibiría, a partir de la vigencia de la Ley, aproximadamente un promedio de 34% y 38% adicionales por concepto de IDH y Regalías respectivamente para el periodo 2018 – 2021"*

Exxon Mobil en Singapur

La petrolera estadounidense ExxonMobil está considerando expandir su negocio en Singapur mediante una inversión de "varios miles de millones de dólares" con el objetivo de "crear productos de alto valor" y "expandir su producción de bases lubricantes", según ha revelado en un comunicado.

La compañía ha apuntado a que la decisión final en relación a este proyecto se tomará en 2019. Si sigue adelante, se pondrá en marcha en 2023.

La fábrica que ExxonMobil tiene actualmente en Singapur es una de las más grandes de la compañía en relación a la producción de carburantes integrados, bases lubricantes y químicos. La inversión mejorará todavía más la "competitividad" a nivel mundial, según ha destacado el presidente del área de carburantes y lubricantes de ExxonMobil, Bryan Milton.

El año pasado, la petrolera invirtió en su fábrica de Singapur para aumentar la producción de bases lubricantes, mientras que en 2015 se completó una ampliación del edificio.

Uruguay

Más luz a escuelas rurales

Fundación Elecnor, la UTE y OEI firmaron un acuerdo para dar un paso más en la instalación de sistemas solares fotovoltaicos en las zonas rurales de Uruguay. La firma de esta adenda permitirá la reubicación de equipos de energías renovables que habían sido previamente instalados en escuelas rurales cuando carecían de energía y conectividad. De las 85 escuelas rurales beneficiadas originalmente con este proyecto, 35 de ellas han sido posteriormente conectadas a la red nacional.

Los paneles solares de los centros educativos a los que ha llegado el tendido eléctrico serán utilizados –en una primera etapa- para dotar de energía a los hogares de escolares que asisten a algunas de las escuelas rurales que par-ticiparon del proyecto Luces para Aprender, en los departamentos de Cerro Largo y Salto.

Un segundo eje del proyecto contempla el apoyo a emprendimientos comunitarios. Mientras que el tercer eje apunta a la conformación de espacios didácticos.

Consecuencias del levantamiento de la prohibición de exportación de crudo

EE.UU. teje una alianza petrolera con China e India

Las manifestaciones públicas de algunos líderes mundiales no siempre pueden tomarse seriamente. A veces sucede que actúan como el Tero, que pone los huevos en un lugar pero grita en otro. Este parece ser el caso de Donald Trump que está realizando acuerdos con India y China para venderles petróleo e intentar minimizar el impacto de la Opep en el mercado mundial

De este modo, China y la India quieren presionar a Arabia Saudí, Irán, Irak y Kuwait para que reduzcan el precio del petróleo que exportan a los países asiáticos.

India y China están analizando formas de aumentar las importaciones de crudo estadounidense con el objetivo de reducir su dependencia del petróleo de los países los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo.

Los dos países quieren presionar a los productores de la OPEP para que reduzcan sus precios. Estados Unidos no quiere competencia y China crece y comienza a hacerle sombra. En el congreso de inteligencia mundial realizado hace un mes en Tianjin quedó claro: la potencia asiática quiere ser independiente y líder. Pero al parecer la guerra comercial y tecnólogica deja de lado acuerdos circunstanciales.

La posible colaboración entre los dos grandes compradores de petróleo plantearía otro desafío para la OPEP, que se enfrenta a la competencia por ganar cuota de mercado en Asia, ante el creciente flujo de crudo procedente del Golfo de México y los yacimientos de shale de Texas.

Además, el cártel también están en medio de un debate interno: Arabia Saudí se inclina por flexibilizar los recortes de la producción aprobados el año pasado después de que lograra reducir el excedente global de crudo, mientras que Irán, Irak y Venezuela se oponen a aumentar la producción.

"La diversificación de las fuentes de suministro beneficiará tanto a India como a China al incrementar la competencia entre los productores de petróleo", explica Abhishek Kumar, un analista de Interfax Global Energy en Londres. "Comprar petróleo al precio más bajo es vital para los dos grandes consumidores de energía de Asia".

Los recortes de la producción de la OPEP y aliados como Rusia han contribuido a que el petróleo se haya recuperado del peor shock de los últimos años, lo que está empezando a afectar a las economías de los países consumidores. Los precios han subido aún más el mes pasado y han tocado el mayor nivel desde 2014 después de que EEUU decidiera restablecer las sanciones a Irán, una decisión que reducirá las exportaciones de la república islámica. A todo esto hay que sumarle el caos existente en Venezuela que ha reducido su producción en 600.000 barriles diarios por falta de inversión y mantenimiento en su industria. El ministro de Petróleo de India, Dharmendra Pradhan, aseguró que le había manifestado al ministro de Energía saudita, Khalid Al-Falih, su preocupación por el creciente precio del crudo y su impacto negativo en los consumidores y la economía del país asiático.

La unidad comercializadora de la mayor refinería de China ha reducido las compras al mayor productor de la OPEP en los últimos meses debido al elevado precio al que vende el crudo este país.

La alianza de compra de petróleo podría estar integrada en un primer momento por India y China, con la entrada posterior de Corea del Sur y Japón, que también son grandes compradores. Aunque los países de la OPEP siguen siendo los proveedores dominantes de Asia, casi todos los grandes importadores de la región han optado cada vez más por el crudo estadounidense después que a finales de 2015 se levantara una prohibición que llevaba más de cuatro décadas en pie sobre las exportaciones de crudo de EEUU.

Para más información ingresar en:
www.axionenergy.com

El subibaja de los precios internacionales obligan al gobierno argentino a un ajuste constante en el mercado interno

Los acuerdos de la Opep y su impacto en la Argentina

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (Opep) acordó un modesto aumento en la producción de crudo a partir del mes de julio, después de que Arabia Saudita convenciera a su rival, Irán, de cooperar. Los recortes o aumentos de la producción tendrán, indefectiblemente, impacto en la economía argentina.

La medida no ha caído bien a nivel internacional, por tal motivo los principales consumidores de petróleo del mundo como Estados Unidos, China e India, han solicitado al cartel son sede en Viena, Austria, que aumente más la producción para evitar un déficit de petróleo que podría perjudicar a la economía mundial. La decisión confundió a algunos mercados, dado que la Opep no dio detalles sobre el aumento y todavía es incierto cuánto representa el aumento y cuánto más petróleo será producido. Los precios subieron hasta un 3% y se estima que podrían aumentar aún más. De igual forma, la organización anunció que pronto volverá al 100% de la producción, luego de los numerosos recortes que fueron acordados anteriormente entre los países que conforman ese organismo internacional, pero no dio cifras o detalles concretos sobre cuándo y cómo será alcanzada nuevamente esa meta.

Acuerdo

El acuerdo alcanzado entre las 14 naciones le dio luz verde a Arabia Saudita para producir más de lo que actualmente permite la Opep, si bien la organización aprobó aumentos, evitó establecer objetivos individuales para cada uno de los países.

Esto se debe a que algunos de los Estados miembro tienen dificultades para mantener la producción. Los jeques saudíes afirmaron que el aumento de la producción podría llegar a 1 millón de barriles diarios o el 1% de la oferta mundial. Aunque Irak señaló que sería difícil superar los 770.000 barriles por día porque algunos países tendrán dificultades técnicas para alcanzar las cuotas completas. Cabe mencionar que la caída de la producción venezolana en el último año rondó el millón de barriles. Esta cifra fue totalmente inesperada ya que el año pasado Venezuela se había comprometido a reducir la producción en 100.000 barriles diarios.

Por su parte, Irán, el tercer mayor productor de petróleo de la Opep, exigió que la organización rechazara los pedidos hechos por el presidente de Estados Unidos, Donald Trump, para aumentar el suministro de crudo, argumentando que había contribuido al reciente aumento en los precios al imponerle sanciones a la República Islámica de Irán y a Venezuela. Recientemente, Estados Unidos impuso nuevas sanciones a Irán, por lo que los observadores del mercado esperan que este país tenga que disminuir su producción en un tercio para finales del año 2018.

Eso significa que para ese país no representa una ganancia el acuerdo de aumento de producción alcanzado por las 14 naciones, a diferencia de otros Estados miembros, como Arabia Saudita, que será uno de los grandes beneficiados por la medida. Aún sin esperar grandes ganancias por la exportación de petróleo en el corto plazo, Irán fue convencido por Arabia Saudita, su rival económico, político y religioso, para aceptar la propuesta de la Opep para aumentar la oferta de crudo a nivel internacional.

Impacto en la Argentina

En la Argentina el alza o baja del crudo impacta lógicamente en los precios de los combustibles líquidos y por extensión a los de la energía, además de golpear directamente en el monto de divisas destinado a importaciones. Las importaciones de crudo y gas representan la mitad del déficit comercial del país.

Si el crudo bajase tras el acuerdo arabe-norteamericano, se reducirá el deficit de balanza y contribuir a la reducción del precio interno y a mejorar la balanza y podrá también mejorar el intercambio con Brasil, complicado por la suba de los costos del combustible.

Paridad internacional

El gobierno apuntó a la liberalización del mercado para "acoplar" los precios locales con los internacionales del petróleo. Pero el derrumbe del peso argentino no contribuye a frenar la inflación, además si bien es cierto que la devaluación reduce los costos locales, también desalienta el desarrollo de Vaca Muerta.

Para enfrentar la situación, el presidente Macri redujo gradualmente los subsidios y aumentó gradualmente las tarifas de los servicios públicos. Los precios locales del petróleo aumentaron y a fines del año pasado convergieron con los del crudo internacional, lo que brindó un estímulo importante a las compañías de Vaca Muerta, el mayor atractivo de inversión de Argentina.

Freno

El Gobierno nacional volvió sobre sus pasos y comenzó a renegociar con las petroleras el precio final de los combustibles y claro, el precio del crudo local, con el objeto de proteger a los consumidores del alza de los precios del petróleo mundiales y evitar que se dispare la inflación. Desde la Casa Rosada ya comienza a vislumbrar en el horizonte las elecciones presidenciales en breves 18 meses.

Las petroleras locales, a regañadientes debieron aceptar que se pague el crudo local —el mal llamado "barril criollo"— por debajo del nivel internacional, que a principios de julio rondaban los u$s 77 el barril para el crudo Brent, la referencia global.

Recientemente, YPF calculó que el precio de equilibrio del crudo shale de Vaca Muerta que viabiliza la inversión y rondaba los US$ 80 el barril. Por su parte, Wood Mackenzie dijo que el precio de equilibrio sería de US$ 56 el barril. El primer pozo empezó a producir comercialmente en 2003, hoy Vaca Muerta produce unos 120.000 barriles diarios, cifra que equivale a más de 10% de la producción nacional.

"Hace sólo 5 años Vaca Muerta era un sueño. Ahora está empezando a convertirse en una realidad. Es un punto de inflexión donde uno puede realmente hacer dinero perforando", dijo a la prensa local un alto ejecutivo cuya compañía invierte en Vaca Muerta.

"Uno puede afirmar que a un precio entre US$ 67 y US$ 68 el barril uno puede hacer más que el precio de equilibrio, pero no está obligado a perforar en Vaca Muerta. En otros lugares, uno obtiene 75 o aún más. Si no hay ninguna visibilidad de precio, es muy difícil desplegar miles de millones en Vaca Muerta".

Cara nueva

Javier Iguacel ha reemplazado a Juan José Aranguren como ministro de energía desde mediados de junio, pero los planes del gobierno siguen sin ser claros. Aranguren, un ex CEO de Royal Dutch Shell, fue muy aplaudido por el sector privado por haber elevado las tarifas que pagan los consumidores por la electricidad y el gas natural, lo que le permitió al gobierno disminuir los subsidios en un esfuerzo por contener el déficit fiscal.

Pero el ejecutivo resultó muy impopular entre los votantes, produciendo decenas de tapas de diarios altamente negativas.

La manera en que procederá Iguacel —ingeniero en petróleo que también se ha desempeñado en el sector privado— va a depender del rumbo político que encare Macri, fundamentalmente de cara a la reelección el año próximo. Un acuerdo de precios de clos combustibles maquillado de congelamiento podría servir para calmar las aguas si el gobierno logra contener aunque mas no sea, algunos puntos de inflación, que actualmente supera el 25% anual.

China será el mayor comprador de gas

China se convertirá el próximo año en el mayor importador mundial de gas natural, superando así a Japón, como consecuencia de las políticas dirigidas a reducir la polución del aire mediante la sustitución del carbón por gas, según señala la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en su último informe sobre el sector.

La agencia adscrita a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) espera que la demanda mundial de gas natural crecerá a una media anual del 1,6% durante los próximos cinco años, hasta alcanzar los 4,1 billones de metros cúbicos en 2023, frente a los 3,74 de 2017.

La demanda procedente de China será responsable del 37% del crecimiento del consumo de gas natural en todo el mundo a lo largo del próximo lustro, con un incremento de la demanda china del 60% entre 2017 y 2023.

"Está previsto que China se convierta en el mayor importador de gas en dos o tres años, la producción y exportaciones de gas de EEUU se incrementarán drásticamente", declaró Fatih Birol, director general de la AIE, aunque el sector tiene difíciles retos por delante, incluyendo la necesidad de que el precio del gas siga siendo accesible en relación a otros combustibles en los mercados emergentes. En cuanto a la oferta, la AIE destaca los profundos cambios motivados por la *"revolución"* en EEUU del gas no convencional, lo que permitirá a la primera economía mundial liderar el crecimiento de la oferta de gas hasta 2023.

El informe señala, ante la ausencia de proyectos más allá de 2020 para el desarrollo de gas natural licuado (GNL).

Caída de la producción venezolana, impacto de las sanciones y la situación de Iran

Nubarrones geopolíticos sobre el mercado internacional del petróleo

Emilio J. Cárdenas (*)

El precio internacional del barril del petróleo crudo alcanzó, hace sólo algunas semanas, los 80 dólares por barril. Ello no ocurría desde el año 2014. En la actualidad, ese precio continúa fluctuando en torno a los 75 dólares el barril.

La novedad es que Arabia Saudita impulsó y logró cerrar un acuerdo en virtud del cual se incrementará enseguida la oferta internacional de petróleo crudo. Ello teóricamente debiera presionar el precio internacional a la baja. Pero sucede que, en este momento al menos, las cosas para el petróleo crudo son complejas. Esto es, existen factores de orden geopolítico que o han modificado el escenario, o generan incertidumbre.

Veamos cuáles pueden ser –sintéticamente- esos factores. Primero, la situación de la destruida Venezuela, que a lo largo del último año ha visto reducir su oferta al mercado por razones realmente inusuales.

Ellas incluyen ciertamente el impacto de las sanciones económicas que le han sido impuestas, pero además a ello se suman la ineptitud de quienes en la actualidad conducen a la petrolera estatal y el caos general en que está sumida la devastada economía venezolana.

Segundo, la situación de Irán, que tiene un acuerdo en materia nuclear alcanzado en el año 2015 con la comunidad internacional, del cual el presidente Donald Trump, sorpresiva y unilateralmente, ha excluido a los Estados Unidos, razón por la cual se presume que muy pronto este país volverá a sancionar económicamente a Irán, con la posibilidad de afectar severamente sus exportaciones.

Tercero, en el norte de África, Libia sigue siendo un gigantesco caos, pese a lo cual había hasta ahora podido mantener una producción de su excelente petróleo crudo del orden del millón de barriles diarios.

Sin embargo, en las últimas semanas se incrementaron sorpresivamente las confrontaciones armadas internas, como resultado de lo cual su producción de petróleo crudo disminuyó a poco más de la mitad de la cifra antes señalada y sus instalaciones portuarias resultaron, una vez más, dañadas.

En los tres casos antes comentados existe entonces una incógnita seria respecto del futuro y la pregunta, en todos los casos, es: ¿podrán los países mencionados mantener su actual volumen de oferta de petróleo crudo? Las dudas más importantes tienen por ello que ver específicamente con el futuro de Venezuela, Irán y Libia, países que presentan situaciones domésticas de alta peligrosidad; esto es el riesgo cierto de disminuir repentinamente sus respectivas ofertas de petróleo crudo al mercado internacional.

Esas son las *"señales rojas"* de orden geopolítico a las que aludíamos precedentemente. Pero ocurre que hay asimismo otro cambio importante, pero de sentido positivo. Me refiero, en este caso, a la producción norteamericana de petróleo crudo a partir del llamado *"shale"*, que ha vuelto a permitir que EEUU sean nuevamente exportadores de petróleo crudo.

La producción norteamericana ha estado creciendo ininterrumpidamente a lo largo de más de un año. No obstante, hay quienes afirman que

esa producción está ahora enfrentando una suerte de debilidad o limitación en su estructura de transporte, que no se resolvería hasta bien entrado el año próximo.

El gran interrogante es ¿si de pronto algunos de los principales productores mencionados sufriera un cimbronazo interno, cuán factible es que la reducción de su oferta petrolera pueda ser rápidamente reemplazada por otros exportadores de petróleo crudo?

Para algunos, los países de la OPEP tienen un margen de exportación no utilizado de más de 3.5 millones de barriles diarios. Esa capacidad de exportación no utilizada se edifica en torno a lo que de pronto pueda hacer Arabia Saudita, productor al que se le adjudica la mayor parte de la capacidad exportadora adicional no utilizada. Sus aliados árabes del Golfo y Rusia tienen también la posibilidad de incrementar rápidamente la oferta al mercado internacional de petróleo crudo, aunque con volúmenes menos significativos.

Precisamente por lo antedicho, es que la noticia de un pronto aumento de la oferta internacional de petróleo crudo del orden de un millón de barriles diarios no ha derrumbado al precio internacional del petróleo crudo, manteniéndolo en el orden antes referido de los 75 dólares el barril. Quizás porque parecería que el andar conjunto de Arabia Saudita y Rusia asegura, al menos, el corto plazo. El eje conformado por los mencionados dos grandes exportadores de petróleo crudo tiene músculo. O sea, reservas y excedentes disponibles para, de ser necesario, impactar en el mercado.

El rol de *"productor equilibrante"* que durante tantos años ha jugado Arabia Saudita en soledad no ha desaparecido, entonces. En rigor, hoy podrían existir dos productores equilibrantes. Precisamente Arabia Saudita y Rusia, que parecen haber conformado una *"entente"* funcional que el mercado tiene por poderosa y capaz de impactarlo sensiblemente.

Queda visto que los factores geopolíticos capaces de influenciar el precio del barril de petróleo crudo son identificables. La necesaria coordinación política entre los exportadores pareciera existir y ser capaz de impactar en el nivel de precio internacional del petróleo crudo. Por eso el "plateau" en materia de precios. Pero sucede que los escenarios geopolíticos son siempre cambiantes y que los agentes económicos saben bien que ello es así.

Por esto último, informados en tiempo real pueden moverse más allá de lo predecible y generar de pronto turbulencias que dependen de su acierto o error en la evaluación del futuro. No pueden descartarse.

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

ELECTRICIDAD

Polémico manejo de la licitación de Aña Cuá y un desaire al Gobierno y empresas Chinas

Cuando aún persiste el malhumor de las empresas y el Gobierno de China por la decisión de la Casa Rosada de suspender la construcción de las dos centrales nucleares que se habían acordado en 2014, un nuevo "desaire energético" del lado argentino promete sumar más turbulencias en la relación bilateral con Pekín.

Por Antonio Rossi

Esta vez los causantes del cortocircuito con la administración de Xi Jinping y los empresarios chinos serían los ejecutivos locales de Yacyretá por el sesgado manejo que se viene registrando en torno a la licitación internacional de las obras de ampliación del brazo Aña Cuá.

El comité ejecutivo de la EBY (Entidad Binacional Yacyretá) —que conduce el macrista misionero Martín Goerling— tendría en las gateras una polémica medida para dejar al margen de la pelea licitatoria por las obras civiles y la provisión del equipamiento electromecánico al grupo chino Gezhouba.

Gezhouba —el hólding que lidera el consorcio y lleva adelante las obras de la represas de Santa Cruz, el proyecto energético más importante que tiene China en Latinoamérica— quedaría excluido de la licitación de Aña Cuá por el doble compromiso de la consultora canadiense Stantec-MWH, la cual tiene al mismo tiempo un contrato vigente de asesoramiento y prestación de servicios con la EBY desde hace varios años y un convenio de consultoría con Gezhuoba para las represas patagónicas Condor Cliff y La Barrancosa.

Para las autoridades de Yacyretá, la participación de Stantec-MWH como asesor de la entidad y del oferente configuraría una doble situación de *"conflicto de intereses" y de "incompati*bilidades profesionales" porque la empresa tiene acceso a datos y documentación de las obras que podrían beneficiar a Gezhouba a la hora de elaborar las ofertas técnicas y las propuestas económicas. Además la participación de la consultora en la evaluación de las ofertas también podría estar teñida de favoritismo hacia su cliente en las represas santacruceñas.

Alertados de la intención de la EBY de dejarlos afuera, los representantes de Gezhouba salieron a manifestar su malestar por medio de distintos voceros del ambiente energético y de funcionarios de la embajada china de Buenos Aires.

Los directivos del grupo chino focalizan sus cuestionamientos a la EBY en el hecho de que no utilizan la misma vara para medir y evaluar a todas las empresas competidoras que quieren quedarse con los contratos por 600 millones de dólares de las obras y los equipos generadores de Aña Cuá.

En la misma situación de Gezhuoba-Stantec MWH también estarían otros tres oferentes:

La germana Voith Hydro anotada para el suministro del equipamiento electromecánico que posee un convenio de exclusividad con la Universidad Nacional de La Plata (UNLP) que a su vez presta servicios de asesoría para Yacyretá desde hace más de una década.

Techint y Panedile que tienen contratada a la mexicana Technoproject para las tareas de consultoría en las represas de San Juan

SACDE –la empresa sucesora de Iecsa que adquirió el empresario macrista Marcelo Mindlin—que tiene firmados contratos de ingeniería con Esin Consultora e Hidroestructuras SA.

Al igual que Stantec-MWH, las consultoras Tecnoproject, Esin y la UNLP también tienen contratos de trabajos y asesoramiento con Yacyretá o están en proceso de ser contratadas por la entidad.

Y por lo tanto, sus presencias como consultores de consorcios oferentes también podrían ser *"profesionalmente incompatibles" y constituir distintos "conflictos de interés"*. A las quejas de Gezhouba se sumaron en las últimas semanas los cuestionamientos de varios profesionales y técnicos del sector contra la decisión de la EBY de no permitir las asociaciones de consultoras en la licitación de los "Servicios de Ingeniería y Asistencia Técnica a la Gerencia del Proyecto Aña Cuá".

Para los que siguen de cerca los movimientos internos de la EBY, la admisión de solo presentaciones individuales podría otorgarle una marcada ventaja a Tecnoproject en la pelea que mantiene con otras 10 consultoras que están detrás del contrato de asistencia técnica de Aña Cuá.

En el caso de las obras civiles, las empresas que están en carrera son: China International Water & Electric Corp; Salini Impregilo; Supercemento; Techint; Cartellone; SACDE; Astaldi y –por el momento–Gezhouba Group.

La obra en juego consiste en la ampliación de Yacyretá en el brazo de Aña Cuá, mediante la incorporación de tres turbinas tipo Kaplan que generarán un 9 % más de potencia. La casa de máquinas será del tipo convencional, construida totalmente en hormigón armado y de aproximadamente 130 metros de ancho. La estructura alojará tres turbinas del tipo Kaplan y la potencia instalada de cada una de ellas será de 92 MW. El plazo previsto para las obras una vez que sean adjudicadas será de 46 meses.

En lo que respecta a la provisión de los equipos generadores, la pelea licitatoria ha quedado planteada entre Voith Hydro, Gezhouba-Harbin Electric Machinery y el consorcio Impsa-CIE-Power China.

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

ENTIDADES ADHERIDAS

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

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

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

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

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

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

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

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

C.E.GNC Cámara de Expendedores de GNC

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

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

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

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

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

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

CECHA 50 años

La acumulación de energía en gran escala ya es una realidad

En 2017, Narada Power de hanzow, China, firmó un contrato con Upside Germany para construir en Alemania una central eléctrica de almacenamiento de energía FM con una capacidad total de más de 50 MW e integrada en el PCR.

La central de almacenamiento de energía estará terminada a finales de junio tras casi un año de trabajo de preparación y puesta en marcha.

Upside es un importante proveedor europeo de soluciones tecnológicas para nuevas energías. Su principal negocio consiste en el desarrollo de proyectos y la gestión de activos en las áreas de almacenamiento de energía en baterías y de energía fotovoltaica, y actualmente tiene más de 290 MW en proyectos de almacenamiento de energía terminados o en fase de desarrollo.

Narada posee la tecnología de baterías de plomo-carbono y la tecnología de integración de sistemas de almacenamiento de energía más importantes del mundo y lleva a cabo regularización de la energía (power smoothing), seguimiento de cargas y gestión de la demanda en momentos pico y valle por el lado de la generación de energía/distribuidor/usuario de la red eléctrica. Narada fue la segunda empresa con mayor capacidad de almacenamiento de energía en 2017.

El sistema de almacenamiento de energía ya ha alcanzado la economía de promoción a escala comercial por parte del usuario. Narada ha explorado el modelo comercial de «inversión + operación» de sistemas de almacenamiento de energía, que ha entrado en un periodo de expansión acelerada y estabilización.

El sistema de almacenamiento de energía en baterías tiene más ventajas económicas y sociales que los generadores térmicos de energía convencionales debido a su ajuste de alta eficiencia, su rápida respuesta, su menor coste y su respeto por el medioambiente.

Narada usa una tecnología avanzada de almacenamiento de energía con un sistema de conversión de energía de respuesta rápida que le ha permitido crear una planta de almacenamiento de energía modulado por la frecuencia con una capacidad total de más de 50 MW en dos años y participa en un servicio de mercado de modulación de frecuencia (PCR) en Alemania con una inversión total

Nueva base de cargas

Logística Rio Arriba (LRA) una sociedad conformada por los mismos grupos que componen la sociedad operadora del Terminal Puerto de Rosario (TPR), y donde Ultramar tiene participación, comenzó a operar un importante centro de carga logística de la región de Cuyo que, emplazado en la localidad mendocina de Palmira, bajo la órbita de la empresa Trenes Argentinos Cargas. La base logística Palmira ubicada en el Departamento de San Martín, 30 kilómetros al este de la capital mendocina, tiene un contrato de operación por el plazo de cinco años con renovación a otros cinco. Será el primer centro de carga logística de Cuyo con conexión ferroviaria al resto del país y facilitará las opciones de comercio exterior de los productores de la zona, además de mejorar la operación en calidad de servicio y eficiencia operativa. Sus principales objetivos es conectar Palmira con los puertos argentinos TPR-Rosario, Zárate y Buenos Aires como alternativas de salida y entrada internacional, de modo de poder ofrecer soluciones a medida para cada cliente y lograr conectar al exportador e importador de Cuyo con su destino final de forma competitiva resolviendo su cadena logística integral.

La base multimodal cuenta con 14 hectáreas divididas en el Sector playa de camiones, área de operaciones nacionales (doméstico), depósito fiscal y Playa de contenedores vacíos y ofrecerá distintos servicios como los servicios propios del área fiscal, carga y descarga de contenedores en camión o ferrocarril, consolidado y desconsolidado, almacenamiento techado y descubierto, carga y descarga de carga suelta o pallets, entre otros. Esto representa una gran oportunidad para (ULOG) quien como operador logístico, podrá ofrecer distintas soluciones a los clientes de la región de cuyo y clientes del otro lado de la cordillera, no solo para la industria Vitivinícola, sino también para la Industria Minera y la industria de Oil & Gas. Mendoza como Hub logístico es una muy buena noticia para toda la región.

Con una fuerte caída de la demanda eléctrica en Capital Federal y Gran Buenos Aires

El consumo de Mayo bajó un 1,6%

Con temperaturas superiores a las de mayo de 2017, este mes presentó un descenso de la demanda de energía eléctrica de -1,6%, en comparación con el mismo período del año anterior.

En el mismo sentido, el consumo de Capital y el Conurbano bonaerense mostró una caída importante tanto en Edesur (-2,8%) como en Edenor (-3,6%), mientras que en el resto del país mostró una caída más leve: -0,8%.

Según datos de Cammesa, el descenso se presentó en los usuarios residenciales de todo el país, mientras que tanto en los grandes y los medianos usuarios (industriales y comerciales) tuvieron leves ascensos.

Asimismo, con una temperatura atípica (2 grados mayor a la media histórica), mayo de 2018 vuelve a establecer un descenso en el consumo luego de tres meses seguidos de alza (febrero, marzo y abril) y, a su vez, representó el tercer descenso más pronunciado en el año móvil (desde junio de 2017 a mayo de 2018).

Así, los primeros cinco meses del 2018 cerraron con un incremento del 1,2% respecto de 2017.

Los datos de Mayo 2018

En mayo de 2018, la demanda neta total del MEM fue de 10.617,6 GWh; mientras que, en el mismo mes de 2017, había sido de 10.786,7 GWh1. Por lo tanto, la comparación interanual evidencia un descenso de -1,6%. En tanto, existió un crecimiento intermensual de 1,4%, respecto de abril de 2018, cuando había tenido una demanda de 10.469,4 GWh. Asimismo, y según los datos de Cammesa, se puede discriminar que, del consumo total del cuarto mes del año, el 40% (4.223,8 GWh) pertenece a la demanda residencial, mientras que el sector comercial representó 29% (3.106,1) y el industrial 31% (3.287,7 GWh). También, en comparación interanual, la demanda residencial bajó 6,6%, al mismo tiempo que la comercial ascendió 2,5%, mientras que la industrial mostró un ascenso de 1,5%. Concluidos los primeros cinco meses, la demanda eléctrica mostró un incremento del 1,2%.

Asimismo, el año móvil (los últimos 12 meses) muestra un ascenso leve del consumo del 0,8%, que revierte la tendencia recesiva. Por un lado, siete meses de suba (agosto de 2017, 2,2%; octubre de 2017, 2,8%; noviembre de 2017, 2,2%; diciembre de 2017, 1,2%; febrero de 2018, 2,4%; marzo de 2018, 0,7%; y abril de 2018, 7%) y, por otro, cinco de baja (junio de 2017, -3,8%; julio de 2017, -1,1%; septiembre de 2017,-0,2%; enero de 2018, -1%; y mayo de 2018, -1,6%). Así, los registros anteriores muestran que el consumo de junio de 2017 fue de 11.359,1 GWh; julio, 11.788 GWh; agosto, 11.076 GWh; septiembre, 10.337,4 GWh; octubre, 10.219,9 GWh; noviembre, 10.344,9 GWh; diciembre de 2017, 12.000 GWh; enero de 2018, 12.317,8 GWh; febrero de 2018, 11.338,6 GWh; marzo de 2018, 11.191,3 GWh; y, por último, abril de 2018 llegó a los 10.469,4 GWh.

1Datos Oficiales publicados por Cammesa.

Consumo a nivel regional

En cuanto al consumo por provincia, en mayo, 19 fueron las provincias y empresas que marcaron descensos: Río Negro (-25%), Neuquén (-8%), Catamarca (-6%), Edes (-5%), San Luis (-4%), Jujuy (-3%), Edelap (-3%), San Juan (-3%), La Rioja (-2%), Tucumán (-2%), Edea (-2%), Córdoba (-1%), Entre Ríos (-1%), La Pampa (-1%), Salta (-1%), Santa Cruz (-1%), Eden (-1%), entre otros.

Por su parte, se registraron 8 ascensos en los requerimientos eléctricos al MEM en Chaco (14%), Formosa (14%), Misiones (4%), Chubut (2%), Corrientes (2%), Santiago del Estero (2%), Santa Fe (1%) y Mendoza (1%). En referencia al detalle por regiones y siempre en una comparación interanual, las variaciones fueron las siguientes:

Comahue –La Pampa, Río Negro y Neuquén- disminuyó el consumo del año anterior y se ubicó en -14,1%

Metropolitana -Ciudad de Buenos Aires y GBA – tuvo una baja de -3,3%.

Bas –todo el interior de la provincia de Buenos Aires (incluyendo La Plata y sin contar Capital Federal y GBA)- descendió un -2,3%.

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

Centro -Córdoba y San Luis- descendió la demanda respecto al año anterior porque la caída fue de -1,2%.

Cuyo -San Juan y Mendoza- presentó una baja de -0,2%.

Litoral -Entre Ríos y Santa Fe– subió un 0,2%.

Patagonia –Chubut y Santa Cruz- el consumo registró un aumento en la demanda de 1,4%.

Nea –Chaco, Formosa, Corrientes y Misiones- registró un crecimiento de 6,3%.

En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de jurisdicción nacional (Capital y GBA), que totalizaron un descenso conjunto de -3,3%, los registros de Cammesa indican que Edenor tuvo un importante decrecimiento de -3,6%, mientras que en Edesur la demanda descendió un -2,8%. En tanto, en el resto del MEM existió un decrecimiento de -0,8%.

Temperatura

La temperatura media de mayo fue de 16.6 °C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue 15.9 °C, y la histórica del mes es de 14.6 °C.

Datos de generación

La generación local prácticamente no tuvo variación frente al mes de mayo de 2017, siendo 10.997 GWh para este mes contra 10.978 GWh para el mismo periodo del año anterior. Al igual que en los últimos meses, la participación de la importación fue baja a la hora de satisfacer la demanda; de 192 GWh para mayo de 2017 a 18 GWh para mayo del corriente año.

Según datos de todo el mes, la generación térmica sigue liderando ampliamente el aporte de producción con un 64,82% de los requerimientos. Por otra parte, las centrales hidroeléctricas aportaron el 26,53% de la demanda, las nucleares proveyeron un 6,83%, y las generadoras de fuentes alternativas, un 1,65% del total.

Por otra parte, la importación representó apenas el 0,16% de la demanda total.

Fundelec es una institución que trabaja para la difusión del desarrollo del sector eléctrico argentino, teniendo en cuenta las necesidades de la industria eléctrica y de sus consumidores.

800 MW más ingresan al Sistema Interconcetado Nacional

Central Vuelta de Obligado, más energía para el país

Con la inauguración de la Central Vuelta de Obligado, ingresan al sistema 800 nuevos megavatios, un significativo aporte a creciente demanda de energía eléctrica

La Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado está ubicada en la Comuna de Timbúes, Departamento de San Lorenzo, Provincia de Santa Fe en terreno aledaño a la actual Central Termoeléctrica Timbúes. Los generadores involucrados en la construcción son Central Puerto S.A., ENEL y ORAZUL Energy.

Cuenta con dos Turbogeneradores más una Turbina de Vapor que utiliza el vapor generado en las Calderas de Recuperación vinculadas a cada Turbina de Gas, ampliación de la ET Rio Coronda de 500KV y LEAT de 500 kV, Toma y Descarga de Agua de Refrigeración, Tanques de Combustibles, Planta de Agua, etc., se aprovechan servicios brindados por la Central Termoeléctrica Timbúes (muelle de descarga de combustible líquido, etc.).

El Ciclo Combinado, alcanzó el inicio de su Operación Comercial el pasado 20 de marzo de 2018 y para con el contrato EPC, el hito de Inicio de Operación Total fue logrado el 23 de febrero de 2018. La construcción fue realizada por General Electric, quien se adjudicó el contrato EPC mediante una licitación pública. Se trata de un Contrato Llave en Mano con Ajuste Alzado, (precio fijo, con fórmula de ajuste únicamente para la porción en pesos), con un valor de aproximadamente 700 millones de dólares.

El combustible utilizado es Gas Natural, por lo que se incluyó en el proyecto la construcción de un gasoducto dedicado de 16.5Km en alta presión. Como combustible alternativo utiliza Gas Oil y blends de Gas Oil con biodiesel, la planta cuenta con 4 tanques de almacenamiento de Gas Oil de 5000 m3 de capacidad neta c/u. Esta central se realizó en el Marco del "Acuerdo de Generadores 2008-2011", para su concreción se creó el Fideicomiso Central Vuelta de Obligado, cuyo Fiduciante es CAMMESA y su Fiduciario es el BICE.

Ageera designó autoridades

En la Asamblea Anual Ordinaria realizada el 29 de mayo en la sede de la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina, se designaron las nuevas Autoridades de su Comisión Directiva, la cual quedo conformada de la siguiente manera:
Presidente Emiliano Chaparro, **Vicepresidente** Daniel Garrido, **Secretario** Patricio Cipollone, **Tesorero** Miriam Souto. **Directores ante Cammesa 2018/2019** Ing. Rubén Turienzo, Ing. Rubén López y **Síndico Titular,** Dr. Juan Carlos Doncel Jones.w Fue creada en 1992 para velar por la correcta operación del sistema eléctrico. Hoy cuenta con 44 asociados que representan el 90% de la capacidad instalada de generación eléctrica del país.

Se perdió el miedo a gestionar la generación eléctrica con estas fuentes de energía

America Latina y las renovables: diferentes estilos para un mismo despertar (parte 1)

*Por Fernando Schaich**

Hace muy pocos años, hablábamos sobre América Latina como un continente dormido en el tema de las energías renovables (exceptuando a Brasil y Uruguay y quizás a Chile que ya contaban con algunos años de vasta experiencia en licitaciones de energía renovables).

En muy poco tiempo la situación cambió radicalmente desde México hacia el sur. ¿Que fue lo que llevó a este cambio? No hay una sola respuesta a esa pregunta pero si tuviéramos que buscar una, sería seguramente relacionada con la extrema competitividad de las energías de fuentes renovables en comparación con casi cualquier tipo de generación de energía eléctrica.

Pero quizás a esa respuesta deberíamos acompañarla de una cantidad de otras razones muy importantes:

Se perdió el miedo a gestionar la generación eléctrica con este tipo de energías. No hace mucho recuerdo haber escuchado y leído argumentos que las Energías Renovables no convencionales (ERNC) no podían superar el 20 0 30% de la matriz eléctrica porque se haría imposible su despacho eficiente. Si bien son sistemas particulares, tenemos buenos ejemplos en Costa Rica o Uruguay en donde estas energías han superado ampliamente esos guarismos (alcanzando y en ocasiones superando en ambos casos el 95%). Sin mencionar a países europeos.

Permite la entrada de una cantidad enorme de actores relativamente mas pequeños a nivel de generación. Creo que no es necesario explicar el por qué los monopolios u oligopolios no fomentan la competitividad y por tanto no producen los precios bajos que estamos viendo en la región.

La tecnología (en especial la Solar Fotovoltaica y la Eólica) se han desarrollado de una manera tal que cuando hace algunos pocos años hablábamos de valores full EPC por encima de USD 2000 el kW instalado, hoy estamos en la solar por debajo de los USD 800 y en eólica por debajo de los 1200 en muchos casos.

Podría seguir enumerando razones por las cuales las ERNC ya pasaron de ser un sueño a ser una realidad, o algo más que eso: una solución para muchos países en Latinoamérica.

Alcanza con ver el ejemplo de Uruguay en donde la matriz eléctrica es por momentos 100% renovable (incluyendo hidroeléctrica, biomasa, solar fotovoltaica y eólica) y en el promedio anual supera el 95%.

Hay que pensar que Uruguay tenía hace menos de diez años, serios problemas de suministro eléctrico debiendo importar en los años de pocas lluvias, energía eléctrica desde Argentina o Brasil a precios exorbitantes. La participación de la energía eólica desde este 2018 supera el 40% de la matriz eléctrica.

Situando al Uruguay en el segundo lugar a nivel mundial solo superado por Dinamarca.

Si bien el resto de los países en nuestra América Latina, no llegan aún a esos guarismos (exceptuando a Costa Rica), el camino esta trazado y el futuro cercano está en manos de las renovables, en particular de la solar fotovoltaica y la eólica.

Vemos increíbles ejemplos como el de México en el que en muy poco tiempo desde la Reforma Energética, se han logrado consolidar estas energías gracias a subastas que de todas maneras son algo complejas y muy perfectibles. Por ejemplo el plazo del PPA es de tan solo 15 años pero la venta de CELS (Certificados de Energías Limpias) es por 20 años. CELS que se pensaba serían una solución para competir con la generación térmica tradicional en las subastas, y sin embargo parecen no haber sido tan necesarios.

A pesar de todo ello, México ha logrado uno precios record que no hacen mas que confirmar la competitividad de estas fuentes de energías renovables. Parece que los

buenos vientos no solo soplan fuerte para México en lo futbolístico, sino que también en los temas energéticos.

El caso de Chile es algo mas complejo en cuanto al funcionamiento de las subastas y del mercado en si mismo, pero eso no fue obstáculo para conseguir también precios bajísimos en la última subasta el año pasado.

Si bien no tan bajos como México, hablamos de valores por debajo de los US$ 30 por MWh. Impensados hace no mas de un par de años. Chile tiene uno de los mejores recursos solares del mundo (en el norte) pero algunos "nubarrones" amenazan esa generación ya que las obras de infraestructura necesarias para evacuar la energía (especialmente en el norte) van a paso mas lento de lo deseado y esperado y por tanto siguen generando desacoples grandes tanto geográficos como temporales.

Así como el sistema brasileño (pero aún mas exagerado), las subastas se realizan con muchos años de antelación a la activación del PPA.

Eso genera especulaciones sobre el precio de la tecnología cuyo margen de error supera ampliamente las tolerancias de variación de rentabilidad y por tanto: mucho ruido. Pienso que podrían acortarse un poco los plazos y se evitarían así especulaciones desmedidas.

La especulación en si misma no me molesta, pero cuando es desmedida, genera incertidumbres, que podrían desencadenar en proyectos que quedan por el camino. Eso no le hace bien a nadie.

Argentina venía con un empuje tan fuerte como inesperado (para algunos hace algo mas de dos años), gracias a un trabajo increíble del equipo de la Subsecretaria de Energías Renovables (en menos de un año revirtieron una imagen país, generando la confianza necesaria para que inversionistas regionales y algunos internacionales se interesaran por este mercado). Eso se vio reflejado en las exitosísimas Rondas RenovAr 1 y 2 cuyo desafío es, en términos futbolísticos, plasmar en la "cancha" todo este movimiento intenso.

Las últimas novedades tanto económicas como políticas están generando algunas dudas pero personalmente confío en que la Argentina seguirá profundizando el camino de las renovables con mas rondas RenovAr y especialmente con el Mercado a Término (mercado de compraventa de energía renovable entre privados). En el debe de Argentina se encuentra a mi gusto, generar un mayor entendimiento de los criterios para asignación de capacidades de evacuación en RenovAr versus MATER.

Siguiendo la recorrida latinoamericana llegamos al Perú. Si bien no hay anunciadas oficialmente subastas de compra de ERNC aún, no son pocas las versiones que indican que seguramente ese camino algo interrumpido, retomará su senda luego de mas de tres años.

Perú es un mercado en el cual las incertidumbres mayores no están en el formato de las subastas (a diferencia de Chile) sino en varios factores aparentemente menores que para un inversionista pueden ser obstáculos difíciles de sortear. Me refiero a lo mas básico: la propiedad de la tierra en donde se desarrollará un parque de generación (ya sea solar o eólico).

La gran mayoría de las tierras en los mejores sitios para desarrollar un proyecto de este tipo no se encuentran en manos de un propietario privado sino que pertenecen a comunidades o al Estado peruano.

Las llamadas concesiones temporales son a mi criterio una excelente herramienta teórica para que las tierras propiedad del Estado sean cedidas a un proyecto pero en la práctica se dificulta mucho su concreción.

Las razones? Hay muchas y no valdría la pena entrar en detalle de todas ellas pero hay que entender que para un inversionista es difícil aceptar que la misma tierra en donde él esta desarrollando un proyecto, pueda ser compartida con otros desarrolladores. Creo que esto debería mejorarse en beneficio de un Perú con mayor protagonismo.

Recuerdo hace no mas de dos años un viaje a Colombia en donde en algunas reuniones con las autoridades pertinentes, la frase que quedó grabado en nuestra memoria fue: "pueden volver a Colombia a tomar un rico café pero no esperen subastas de energías renovables como la solar o la eólica". Afortunadamen-

te, ese escenario parece estar cambiando en esta promisorio mercado que tiene todo por demostrar. Tengo la firme convicción que en un par de años estaremos hablando de uno de los mayores mercados de Latinoamérica.

¿Que decir de Brasil que no se haya dicho hasta hoy? Por poner uno solo de los desafíos yo diría que la infraestructura de redes es EL gran tema a resolver hoy. Esto parecería un tema transversal que está desafiando a prácticamente todos los mercados. Pero en el caso de Brasil parece ser a mas grave aún.

En resumen, tenemos una América Latina que, como en muchos ámbitos, no se especializa en imitar y mejorar (ese circulo virtuoso que teóricamente debería maximizar los réditos) sino que en ocasiones parece que estamos reinventando las cosas.

Creo sin embargo, que hay buenas excepciones a esta regla y por ahí va el camino. Me refiero por ejemplo al sistema de subastas argentino, que es una versión bastante mejorada (6 años mas tarde pero mejorada al fin) del exitosísimo sistema uruguayo que a su vez tomó algunos (pocos) temas del sistema brasileño. La clave de ello: la simpleza.

La respuesta es siempre la misma: cada país tiene sus particularidades, pero, ¿no será también que los países se sienten en ocasiones mas "particulares" de lo que realmente son?

Una materia pendiente aún nos queda: la integración energética. Eso parecería ser un tema de barreras mucho más políticas que técnicas. Me atrevería a decir que quizás la porción técnica es menor al 10% en la mayoría de los casos y además, en general son temas que tienen solución.

Ustedes se imaginan como podríamos optimizar todos nuestros sistemas interconectados si por ejemplo desde Uruguay se pudiera enviar energía al norte de Chile en algunos momentos o viceversa? O incluso entre Paraguay y Perú? Por que no?

Quedan muchas cosas por analizar pero quizás todos los actores que estamos en este tema deberíamos dedicar al menos una porción menor de la infinita cantidad de eventos, foros, congresos, jornadas o mesas redondas dedicadas a las energías renovables, a convencer a los responsables de los diferentes países que juntos e integrados sumamos mucho mas.

Hasta la próxima.

Director de SEG Green Power Uruguay

Para los proyectos de Villalonga y Chubut Norte de Renovar 1

Genneia firmó otro Projet Finance sin recurso

Genneia, empresa líder en el desarrollo de energía renovable en la Argentina, firmó hoy un acuerdo de crédito a largo plazo por 131 millones de dólares con entidades financieras internacionales de desarrollo para instalar aerogeneradores en los parques eólicos Villalonga, Provincia de Buenos Aires (50 MW), y Chubut Norte I, Puerto Madryn, Provincia de Chubut (28MW).

El préstamo se realizará bajo la metodología de Project Finance, por un plazo de 15 años y con 75% de deuda sobre el costo total de los proyectos. El gran logro de este acuerdo es que los bancos no tendrán recurso contra el sponsor (Genneia), ya que su repago estará respaldado únicamente por el flujo de fondos a generar por los proyectos. De este modo, el balance de Genneia no quedará expuesto a los riesgos de los proyectos. Parte de la financiación contará con una garantía de riesgo comercial y político por parte de la agencia de exportación danesa EKF (ya que los aerogeneradores Vestas son de origen danés), y los prestamistas, además de la propia EKF, serán el banco japonés Sumitomo Mitsui Banking Corporation (agente de la transacción y coordinador global), la Corporación Andina de Fomento y el banco de desarrollo holandés FMO. Genneia es una compañía líder en la provisión de soluciones energéticas sustentables, siendo uno de los principales inversores en proyectos de energías renovables

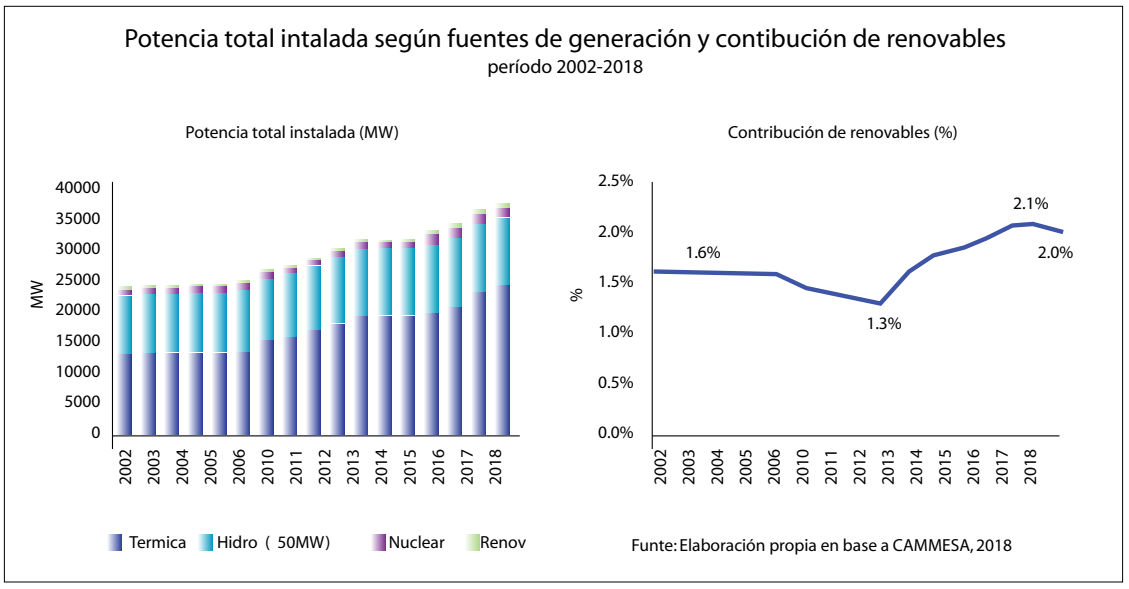
en Argentina. Actualmente es propietaria y operadora de 10 plantas de generación térmica (640 MW) y de los Parques Eólicos Rawson (101 MW) y Loma Blanca IV (51MW). En las Rondas 1 y 1.5 del Programa Renovar, Genneia fue adjudicada los proyectos eólicos Villalonga (50 MW), Chubut Norte I (28MW), Pomona, Rio Negro (100MW) y Necochea (38MW), todos ellos actualmente en construcción, y en la Ronda 2 fue adjudicada los proyectos Chubut Norte III y IV (140MW) y una planta de biomasa en Tucumán (19 MW). Genneia también está construyendo su primer parque solar en Ullum, San Juan (82MW), y el Parque Eólico Madryn (220MW), que hará a Genneia el mayor generador eólico en Argentina (730MW).

Como influye el actual contexto económico del país en los planes del sector la norma para ERNC

Impacto potencial de la nueva ley de Generación Distribuida

Entre las conclusiones del informe especial *"Impacto potencial de la nueva ley de Generación Distribuida en Argentina a partir de fuentes renovables"*, se señala que *"el contexto actual, con un tipo de cambio depreciado, una estructura tarifaria de servicios públicos atada al dólar y altas tasas de interés e inflación no conforman la mezcla ideal para el pequeño generador, que solo invertirá en tecnologías de Generación Distribuida (GD) en tanto y en cuanto el rendimiento sea el adecuado y pueda recuperar su inversión en el mediano plazo. Asimismo, y en respuesta a la decisión del gobierno central de reducir gradualmente el déficit fiscal, se estima una disminución de los niveles de inversión pública en 2018, lo que podría afectar en todo o en parte las mejoras planeadas en la infraestructura local, principalmente las referidas a la expansión de la red de transporte eléctrico.*

A pesar de esta situación, que puede catalogarse como pasajera, la estrategia de transición hacia una matriz eléctrica con mayor presencia de energías renovables conforma en sí mismo un plan de mediano plazo que, si bien puede ser susceptible a vaivenes cortoplacistas, al estar sustentado en un conjunto normativo sólido que fomenta la inversión, establece las condiciones adecuadas para asegurar el éxito a futuro."



El trabajo analiza a Ley N° 27.424 de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública (LGD) dentro del régimen de fomento del uso de energías renovables contempladas en la ley N° 27.191 y el proceso de inversiones previstas. Pone como ejemplos casos de la región latinoamericana como Chile y México; y especialmente hace referencia a Dinamarca donde más del 50% de la oferta total de energía eléctrica se produce por fuentes renovables. Según describe el estudio la situación del mercado argentino, "la LGD conforma el siguiente paso dentro del plan de transición hacia una matriz de generación eléctrica con mayor presencia de energías limpias. En materia de energías renovables, hasta el último llamado del programa RenovAr, que fue en 2017, las autoridades habían adjudicado alrededor de 4500 MW de potencia que deberán añadirse gradualmente a la potencia instalada en los próximos años, a un costo promedio que llegó en la última ronda a los US$/MWh 55. Las fuentes de energía renovable no poseen actualmente un peso significativo en la potencia total instalada de generación eléctrica local (tan solo el 2%)." Luego señala que el fomento a la generación distribuida de energía (GD) a partir de fuentes renovables conforma una estrategia en esa dirección. *"Es importante destacar que el escenario adecuado para el desarrollo de la GD, sea con base en energías renovables y/o convencionales, es aquel donde pueda alcanzarse la paridad de red, de tal manera que el pequeño inversor pueda asegurarse un retorno adecuado por la generación. En el caso argentino, la LGD busca llegar a este objetivo mediante el mecanismo de balance de facturación (neto) o net-billing",* se afirma. Y después explica que la GD puede impartir otros beneficios como: i) la descentralización de la generación y un posible incremento de la competitividad-precio de la energía eléctrica puertas adentro; ii) la factible reducción de las pérdidas de energía en la red distribución (al menos hasta cierto punto o umbral); y, entre otras, iii) el desarrollo de una nueva industria verde. *"En vistas de que el programa RenovAr ha sumado unos 4500 MW adicionales de potencia para los próximos años, y dado que esta cifra no sería suficiente para alcanzar la meta propuesta por la ley N° 27.191 (es decir, una participación del 20% de fuentes renovables en la matriz eléctrica para el año 2025), se abren las puertas a una oportunidad única para el desarrollo de la GD renovable en Argentina"*

Reclaman eficiencia en EPEC

La Unión Industrial de Córdoba, Fundacion Mediterranea, La Bolsa de Cereales de Cordoba, La Bolsa de Comercio de Cordoba, La Cámara de Comercio Exterior de Córdoba ,manifiestan su apoyo a la decisión del Gobierno Provincial de encarar un proceso que haga eficiente a la Empresa Provincial de Energía de Cordoba (EPEC)

Para ello solicitamos que la empresa de energía y las cooperativas prestadoras del interior sean competitivas, para poder así, dar a toda la sociedad cordobesa un servicio de calidad a un precio similar al resto de las provincias argentinas.

Sabemos del amplio consenso que deben llevar adelante las negociaciones sindicales, pero para ello necesitamos que prime el respeto, sin aferrarse al sostenimiento de privilegios que no tiene ninguna otra empresa estatal ni privada.

Sin ambas consideraciones no podremos avanzar en un nuevo esquema que permita tener las condiciones necesarias para progresar como sociedad, donde la energía es un insumo fundamental para el bienestar de todos. Entre otras entidades firman:
AERCA, AFAMAC, AFIC, ADIAC, CAM, CABIOCOR, CIPC, CADIEC, CAMMEC CAPPCOR, CIAVEC, CeCIP, CECISA, CECIS, CTC, FPZN, UGAR.

Con el fin de simbolizar una estrategia global

Gas Natural Fenosa ahora es Naturgy

Gas Natural Fenosa cambia su nombre a Naturgy, la nueva marca de la compañía energética afrontará los nuevos retos definidos en el Plan Estratégico 2018-2022. Esta nueva denominación abarcará los negocios de la compañía en España y a nivel internacional.

De esta forma, la nueva marca de la sociedad matriz será Naturgy Energy Group, S.A., informó la empresa a través de su portal.

Francisco Reynés, presidente de Naturgy, explicó: *"somos muy conscientes de que el mundo está cambiando. Los mercados, la tecnología, y especialmente las personas evolucionan. Y nosotros como compañía no podemos sino responder a estos retos, respetando la herencia de nuestros 175 años. Con Naturgy, construimos una marca internacional. Adaptada a todos los mercados globales donde tenemos presencia y donde la tendremos en el futuro. Tras estos años de historia, damos un nuevo impulso para encarar nuevos compromisos. Para estar más cerca de nuestros clientes allí donde estén. Y para apostar por ofrecer soluciones simples, sencillas y respetuosas con el entorno"*, explicó .

Uno de los objetivos de este cambio es ese impulso global y transformador de la nueva denominación. Ella irá en paralelo al despliegue del nuevo Plan Estratégico a 2022. Y al mismo tiempo sentará las bases para consolidar a la compañía energética en uno de los principales operadores energéticos a nivel global.

La compañía dio a conocer la nueva marca a sus accionistas en el transcurso de la Junta General de Accionistas celebrada el (27 de junio) en Madrid. En el encuentro se explicaron los motivos de la transformación de Gas Natural Fenosa a Naturgy.

Enter ellos, el énfasis en el medio ambiente, la sencillez, la innovación tecnológica, la digitalización y la globalización, detalló la compañía. Gas Natural Fenosa cambia su nombre a Naturgy como parte de una estrategia global. Naturgy quiere representar la energía de nuestra naturaleza, así como a una compañía digital y global que trabaja para mejorar la vida de las personas a través de una energía simple y natural.

"La compañía no empieza de cero. Ya somos reconocidos por ser una energética cercana y comprometida con nuestros clientes. Pero a partir de ahora lo seremos aún más. Iremos más lejos, haciendo la vida más fácil a nuestros clientes gracias a la tecnología, y satisfaciendo sus necesidades. Seremos más simples, más digitales y nos preocuparemos por ser más ágiles", resumió el presidente ante los accionistas.

La compañía, que presentó su Plan Estratégico en Londres, apuesta, por lo tanto, por la simplificación de los procesos.

En especial aquellos que impactan directamente en sus clientes por lo que la nueva marca Naturgy busca también potenciar las interacciones fáciles y la accesibilidad al mundo de la energía.

Olade gana el premio medioambiental más prestigioso del mundo

Olade gana el National Energy Globe Award Guatemala 2018, el premio medioambiental más prestigioso del mundo. Entre 182 países participantes y más de 2.000 proyectos presentados anualmente Olade recibió este reconocimiento por la presentación e implementación de la Metodología de Gestión de Proyectos de Energización Rural, con Inclusión de Variables Sociales y Responsabilidad Social Corporativa en las Comunidades de Batzchocolá, Laguna de Batzchocolá y Visiquichum.

Esta metodología implementada por Olade que llamó la atención a nivel mundial, incorpora variables sociales como un elemento importante en el proceso de gestión y administración de proyectos de energización rural. Este método está orientado a aprovechar y reforzar las características socio-culturales de las comunidades participantes y tomar en consideración los elementos de su entorno, como fundamento para asegurar la sostenibilidad de los proyectos. De esta manera, se logra que las comunidades sean partícipes dinámicos durante todo el proceso y se empoderen del proyecto que es dirigido para ellos y desarrollado por ellos. Este enfoque contribuye considerablemente a incrementar las probabilidades de éxito de los proyectos.

Características de la metodología

Al incluir aspectos sociales y culturales en la metodología propuesta debe ser más detallada y consistente, por lo que requiere de un mayor esfuerzo al inicio, pero su alcance será mayor e impactará en forma positiva sobre la comunidad y su entorno.

Además, se deben incluir temas vinculados a la Responsabilidad Social Corporativa (RSC) como un elemento clave para que el aporte de los recursos facilite la implementación de este tipo de proyectos, energéticos, en zonas aisladas sin acceso a fuentes modernas de energía.

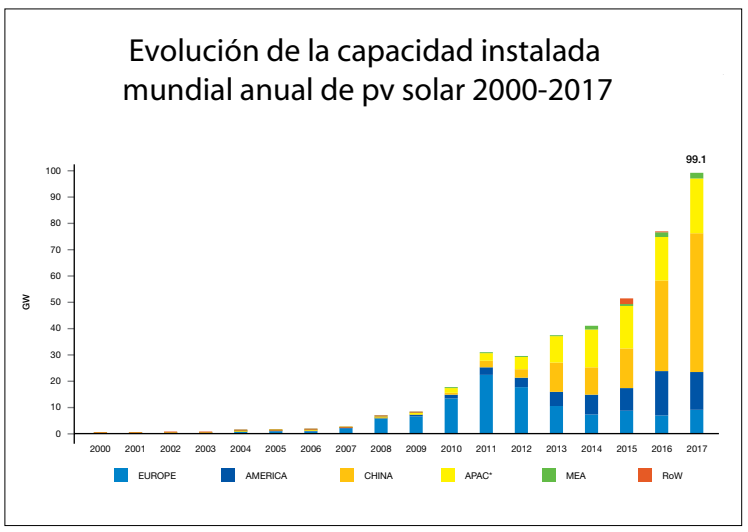
El desafío de la energización rural no enfrenta únicamente retos técnicos; temas como la salud, la pobreza, la generación de oportunidades, la capacidad de organización, el medio ambiente y muchos otros aspectos tienen relevancia el momento de formular e implementar esta clase de iniciativas.

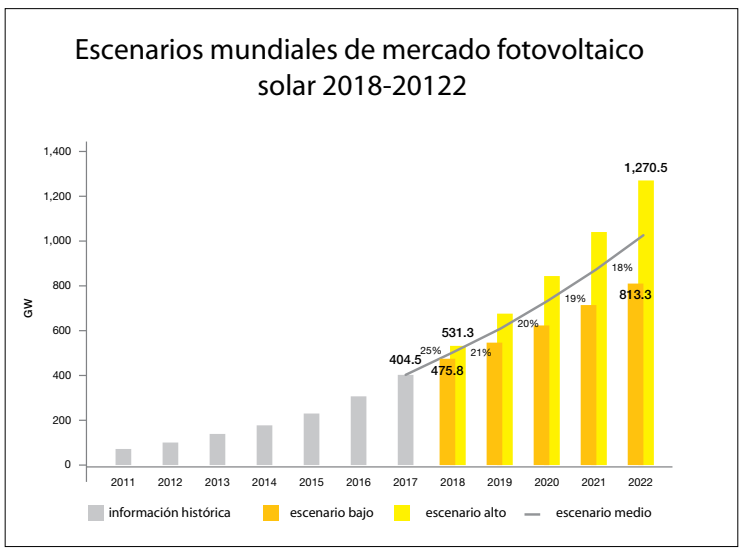
Por estas importantes y particulares características que reúne esta metodología propuesta, Olade, ha sido galardonado con este importante reconocimiento, a nivel mundial, que se convierte en un impulso más para continuar generando iniciativas en beneficio del desarrollo de nuestra región. El Energy Globe Award es el premio medioambiental más prestigioso del mundo que distingue proyectos a nivel regional, nacional y mundial que promueven el uso de fuentes renovables y/o libres de emisiones. Las actividades de Energy Globe atraen la atención de los medios de comunicación de todo el mundo. El objetivo de Energy Globe es llamar la atención mundial sobre soluciones medioambientales sostenibles y aplicables en todas partes y motivar a las personas para que se vuelvan activas en la promoción del desarrollo sostenible.

Se estima que la capacidad total instalada alcanzará los 871 GW para 2021

Perspectivas del mercado mundial de energía solar 2018/2022

SolarPower Europe ha presentado su informe 'Perspectiva del mercado mundial de Energía Solar 2018-2022'. El informe confirma que 2017 fue otro año sobresaliente para el sector solar y ese crecimiento continuará durante los próximos cinco años. El mundo instaló 99.1 GW en 2017 y se espera que supere el nivel de 100 GW en 2018. SolarPower Europe estima que la energía solar está en camino de agregar otros 621,7 GW hasta 2022. Christian Westermeier, presidente de SolarPower Europe, dijo: *"2017 fue otro año histórico para el sector solar. Se instaló más capacidad fotovoltaica en todo el mundo que cualquier otra tecnología de generación de energía. La energía solar desplegó más nueva capacidad que la suma de todas las fuentes de generación de energía tradicionales y añadió casi el doble de capacidad que la eólica. La energía solar está en una racha ganadora y en camino de convertirse en la fuente de energía dominante en el siglo 21"*, dijo James Watson, CEO de SolarPower Europe. *"Más países están apostando por la energía solar, lo que es una gran noticia para nuestra tecnología. Ahora es el momento de asegurarnos de crear los marcos regulatorios para la energía solar, el almacenamiento y todas las tecnologías relevantes, y eliminar las barreras al crecimiento solar. Estamos encantados de que los tres estamentos legislativos de la Unión Europea -Comisión, Parlamento y Consejo- acordaran recientemente un objetivo del 32% de energía renovable para 2030 y empoderaran a ciudadanos, empresas y comunidades en su derecho a producir, consumir, almacenar y vender energía sin estar sujetos a impuestos punitivos o excesivos. Esa es la dirección correcta, y por la que hemos estado trabajando"*.





Watson añadió que "por el contrario, los aranceles de importación solar que vemos en Europa, Estados Unidos y otros países son perjudiciales para el despliegue de la energía solar hoy y simplemente agregan costos innecesarios a los consumidores y la sociedad en general. Estos deben desaparecer lo más pronto posible". Michael Schmela, jefe de Inteligencia de Mercado en SolarPower Europe, comentó que *"la demanda mundial de energía solar en 2017 fue impulsada por China. Por primera vez, China instaló más de la mitad de la capacidad solar mundial en solo un año (53.3%).*

La relación coste-efectividad de la energía solar ha atraído a muchos países a considerar seriamente esta tecnología de energía limpia única, flexible y distribuida. Mientras que, en 2016, solo siete países instalaron más de 1 GW, en 2017, el número ha aumentado a nueve, y se espera que llegue a 14 en 2018". Michael Schmela explicó además que *"el rendimiento de Europa ha mejorado, añadiendo 9,2 GW en 2017, lo que supuso un aumento del 30% en comparación con los 7 GW instalados el año anterior. El crecimiento europeo es principalmente el resultado del crecimiento gigantesco de Turquía. Al mirar a los 28 miembros de la Unión Europea, hay poco crecimiento: la UE-28 agregó 5,91 GW en 2017, en comparación con 5,89 GW en 2016. Este resultado se deriva de la 'salida solar' del Reino Unido en 2016, que redujo a la mitad las instalaciones en 2017. Sin embargo, 21 de los 28 mercados de la UE agregaron más energía solar que el año anterior"*. Impulsado por los objetivos renovables vinculantes nacionales de 2020 y las recientes licitaciones solares, SolarPower Europe prevé que la UE vuelva a registrar un fuerte crecimiento en los próximos años, con tasas de crecimiento esperadas del 45% para 2018 y del 58% para 2019.

SolarPower Europe prevé un crecimiento continuo del mercado solar global hasta 2022. El escenario medio del Outlook anticipa un crecimiento de mercado de aproximadamente el 3.5% hasta 102.6 GW de nueva capacidad de energía solar fotovoltaica en 2018, a pesar del reciente anuncio de recorte de subsidios de China para reestructurar sus programas de incentivos solares, que se espera que den lugar a menos instalaciones que el año anterior, alcanzando alrededor de 39 GW en 2018.

Todos los escenarios de Global Market Outlook 2018 muestran un crecimiento más sólido que en el informe anterior. En 2017 SolarPower Europe asumió una capacidad acumulada de 471 GW para el Escenario Medio en 2018, este año pronostica 505 GW, que es aproximadamente un 7% más alto. SolarPower Europa estima que la capacidad total instalada de energía solar alcance los 871 GW es el escenario más probable para 2021, y el pronóstico es un 13% más alto que el previsto el año pasado.

Michael Schmela añadió: *"Nuestro Escenario Medio prevé que la capacidad mundial de generación de energía solar llegará al teravatio en 2022. De acuerdo con nuestro Escenario Alto este nivel ya podría alcanzarse un año antes. Sin embargo, a medida que más líderes políticos e inversores empiecen a comprender los beneficios ofrecidos por los costos flexibles y baratos de la energía solar, esta seguirá sorprendiéndonos positivamente en los próximos años"*. Por su parte un nuevo informe de PV Market Alliance (PVMA), que se basa en las estimaciones de SolarPower, el mercado solar fotovoltaico mundial solo se verá marginalmente afectado por las recientes decisiones políticas de China, y crecerá hasta 200 GW para el 2022. La diversificación continuará, con nuevos segmentos que representan hasta el 25% de todo el mercado en este momento.

En su informe PVMA dice que a pesar de una posible disminución este año debido a los recientes e importantes cambios en las políticas del gobierno chino, no se espera que el mercado mundial de energía solar fotovoltaica se vea significativamente afectado.

De hecho, pronostica que, al margen de China, el mercado crecerá de 45 GW en 2017 a más de 60 GW este *año, mientras que China verá "en el mejor de los casos"* un estancamiento del mercado o experimentará una "posible disminución".

Esto coincidiría con las expectativas de la taiwanesa TrendForce que augura una caída del mercado mundial de fotovoltaica este año de alrededor del 5-8%, que llevará las nuevas instalaciones a 92-95 GW, con una fuerte disminución de las mismas en China, que caerían un 40%, para situarse en 31,6 GW. Zhen Guo Li, director general y director de Longi, dijo al portal de energía pvmagazine que espera que los cambios en la política china afecten la demanda en unos 10 GW, pero que habrá una mayor demanda fuera del país. Si esto compensará la disminución en China, sin embargo, no está claro, dijo.

India, Europa y "muchos mercados emergentes en todos los continentes" experimentarán un fuerte crecimiento en 2018, afirma el informe de PVMA. Para 2019, el mercado fotovoltaico mundial, excluida China, registrará 100 GW de nuevas instalaciones. Se espera que esta cifra siga creciendo.

En general, PVMA prevé que se suplique el mercado fotovoltaico mundial en los próximos cinco años, para alcanzar entre 180 y 200 GW en 2022.

El informe de PVMA también confía en que continúe la diversificación del mercado en la industria fotovoltaica.

Con ellas las energías eólica y solar aumentarán su presencia mundial, según Bloomberg New Energy Finance

Las baterías proverán el 50% de la electricidad en 2050

La eólica y la energía solar aumentarán hasta el 50% de la generación mundial para 2050, gracias a las fuertes reducciones de los costos de ambas tecnologías y, sobre todo, al abaratamiento de las baterías, que permitirá que la electricidad se almacene y descargue para cumplir con los cambios en la demanda y la oferta.

Bloomberg New Energy Finance (BNEF) acaba de publicar su análisis anual a largo plazo del futuro del sistema eléctrico mundial: New Energy Outlook (NEO) 2018. El informe de 150 páginas se basa en una investigación detallada realizada por un equipo de más de 65 analistas de todo el mundo, incluida la modelización sofisticada de sistemas de potencia país por país, y de la dinámica de costos en evolución de las diferentes tecnologías.

Las perspectivas de este año son las primeras en resaltar el enorme impacto que la caída de los costos de las baterías tendrá en el mix eléctrico en las próximas décadas. BNEF estima que los precios de las baterías de ion-litio, que ya han descendido en casi un 80% por megavatio-hora desde 2010, continuarán cayendo a medida que la fabricación de vehículos eléctricos se desarrolle a lo largo de la próxima década.

El informe NEO 2018 prevé una inversión global de US$ 11,5 billones en nueva capacidad de generación de energía entre 2018 y 2050, de los cuales 8,4 billones se destinarán a energía eólica y solar y otros 1,5 billones a otras tecnologías sin carbono como la hidráulica y la nuclear.

Esta inversión multiplicará por 17 veces la capacidad solar fotovoltaica en todo el mundo, y por seis veces la capacidad de energía eólica. BNEF pronostica que el coste nivelado de la electricidad, o LCOE, de las nuevas plantas fotovoltaicas caerá un 71% adicional para 2050, mientras que el costo de la eólica terrestre caerá un 58%. Estas dos tecnologías ya han visto reducciones de costes del 77% y 41%, respectivamente entre 2009 y 2018.

El papel del gas en el mix de generación evolucionará, y las centrales eléctricas de gas se destinarán a proporcionar respaldo a las energías renovables en lugar de producir la llamada electricidad de carga base o las 24 horas del día. El informe de BNEF estima que se invertirán 1,3 billones en nueva capacidad hasta el 2050, casi la mitad en plantas de "pico de gas" en lugar de ciclos combinados. Se estima que la generación a gas crecerá un 15% entre 2017 y 2050, aunque su participación en la electricidad mundial disminuirá del 21% al 15%.

Se prevé que las tendencias de quema de combustible en todo el mundo serán nefastas a largo plazo para la industria del carbón, pero moderadamente alentadoras para el sector de extracción de gas. El informe NEO 2018 pronostica que el carbón quemado en las centrales eléctricas careá un 56% entre 2017 y 2050, mientras que el del gas sube un 14%.

La perspectiva bajista para el carbón significa que NEO 2018 ofrece una proyección más optimista para las emisiones de carbono que en su informe del año pasado. BNEF ahora considera que las emisiones del sector eléctrico aumentarán un 2% desde 2017 a un máximo en 2027, y luego caerán un 38% hasta 2050.

Sin embargo, esto todavía significaría que la electricidad no cumplirá su parte del esfuerzo para mantener los niveles mundiales de CO_2 por debajo de 450 partes por millón, el nivel considerado por el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático necesario para limitar el aumento de las temperaturas a menos de dos grados Celsius.

Entre los otros aspectos destacados de NEO 2018 se encuentran las altas tasas de penetración de energías renovables en casi todos los mercados, alcanzando el 87% del suministro eléctrico total en Europa para 2050, el 55% en EEUU, el 62% en China y el 75% en India. También destaca un cambio hacia una mayor "descentralización" en algunos países como Australia, donde a mediados de siglo la energía solar fotovoltaica y las baterías representarán el 43% de toda la capacidad.

Electrificación del transporte

El informe NEO 2018 también analiza el impacto de la electrificación del transporte en el consumo de electricidad. Se estima que los automóviles y autobuses eléctricos utilizarán 3.461TWh de electricidad a nivel mundial en 2050, lo que equivale al 9% de la demanda total. Se pronostica que alrededor de la mitad de las cargas necesarias se realizarán sobre una base "dinámica", aprovechando los tiempos en que los precios de la electricidad son bajos debido a la alta producción de energías renovables.

Este análisis se basa en el último Electric Vehicle Outlook de BNEF, publicado el 21 de mayo, que predijo que los vehículos eléctricos representarían el 28% de las ventas mundiales de automóviles nuevos para 2030 y el 55% para 2040. Se espera que los autobuses eléctricos dominen su mercado de forma aún más decisiva. alcanzando el 84% de participación global para 2030.

Suscríbase
Energía&Negocios
4371-6019 / info@energiaynegocios.com.ar

Delga suma LED innovadores para la industria

Evolución en Iluminación LED para áreas clasificadas

Certificada por el INTI, el nuevo EXAIL es apto para instalaciones en áreas clasificadas como ZONA 1, 2, 21 y 22 según IEC.

Con un excepcional rendimiento lumínico de 110lm/W, se presenta en dos versiones de 35 y 68W con luz blanca de 4500°K.

Su pequeño tamaño y peso de tan solo 6,5Kg la convierten en la solución ideal para el reemplazo o utilización en sistemas de iluminación donde tradicionalmente se utilizaban lámparas bajo consumo o de descarga de hasta 250Watts,

El nuevo diseño nativo LED y el optimizado sistema de disipación permiten una baja generación de temperatura convirtiéndola en una luminaria sin mantenimiento apta para trabajar en los ambientes industriales más severos y garantizando una vida útil superior a las 50.000 horas.

Su sistema de soporte basculante permite un sencillo montaje y orientación, como así también el fácil y rápido conexionado por medio de una caja de seguridad aumentada que evita la apertura de la envolvente antideflagrante. El nuevo EXAIL complementa las luminarias EXPRL que ofrecen soluciones LED de hasta 17.500 lúmenes respondiendo a cualquier necesidad requerida por el mercado.

Por tratarse de un equipo de fabricación nacional la provisión de repuestos, actualizaciones y rápida asistencia se encuentra garantizada.

Acerca de Delga: Somos una empresa Argentina con más de 65 años en el mercado, comprometidos con la calidad y evolución nos especializamos en el desarrollo y fabricación de soluciones eléctricas para áreas clasificadas. Más información en www.delga.com

Finning presenta su primer reporte de sustentabilidad

El reporte de sustentabilidad 2017 de Finning, el primero de su historia forma parte de la hoja de ruta sobre la materia que la compañía está implementando en todo el mundo y en el que Finning Sudamérica destaca de manera especial a raíz de las numerosas iniciativas sustentables en las que hace ya un buen tiempo viene trabajando.

Como señala en la carta de presentación Scott Thomson, presidente y CEO Finning International Inc, para Finning la sustentabilidad es parte fundamental del Propósito, Visión y Valores de la empresa , y está integrada en toda su estrategia y operaciones.

Es así como desde el año 2012 en Sudamérica Finning se implementado un programa innovador de recaudación de fondos que fomenta la sana competencia entre sus empleados. *"Manos a la obra"* consiste en propuestas para proyectos sociales que proponen equipos o empleados individuales.

Los proyectos ganadores son financiados por Finning e implementados por los empleados en colaboración con organizaciones locales sin fines de lucro o miembros de la comunidad.

En 2017, se realizó el mejoramiento de infraestructura de tres escuelas en el norte de Argentina. Los empleados junto a la asociación civil *"Sin Chicos no hay Futuro"* visitaron las instituciones de Misiones y Corrientes para participar no solo en el acondicionamiento de las instalaciones sino también para compartir momentos lúdicos con los chicos que asisten a las mismas.

Finning busca apoyar causas y proyectos que sean importantes para sus empleados

en cada una de las regiones que está presente.

En tanto, al interior de Finning se ha implementado un programa de mentoría de mujeres en liderazgo, cuyo objetivo es desarrollar habilidades y competencias en empleados femeninos para apoyarlos en obtener éxito.

Por otra parte, para crear conciencia sobre la orientación sexual e identidad de género como fuentes de prejuicios en el lugar de trabajo se realizan talleres, facilitados por expertos, en los que ya han participado más de 150 líderes.

De esta manera Finning -que este año conmemora sus 85 años- ofrece crecimiento y oportunidad a medida que continua entregando valor de manera sostenible a sus clientes, accionistas, empleados y comunidades.

El reporte completo se puede consultar en:

https://www.finning.com/content/dam/finning/es/Documents/PDF/Reporte%20de%20Sustentabilidad%202017%20VF.pdf

Soluciones de Finning para integrar renovables con almacenamiento

Las microredes híbridas garantizan la produccion

*Por Juan Pablo Amar **

En la actualidad más de 1.000 millones de personas en el mundo carecen de acceso a la electricidad o necesitan una red fiable para cubrir sus necesidades básicas como acceso a agua potable, sanidad e higiene y educación. Por lo cual, como una respuesta a esta necesidad de la población de contar con redes eléctricas estables y cada vez más cercanas a los centros de consumo de menores tamaños, se ha desarrollado la solución Microred Hibrida.

Microred Hibrida es una solución que nos permite la integración de fuentes de energía renovables con sistemas de almacenamiento de energía y sistemas de generación convencionales con el objetivo de garantizar la continuidad de la producción de las industrias y el desarrollo de las comunidades.

Su campo de aplicación es muy amplio, pudiendo disponibilizar de una red eléctrica confiable y amigable con el medio ambiente, para pequeñas comunidades y clientes con cargas industriales distribuidas, así como un suministro eléctrico confiable a emplazamientos mineros y desde pequeñas torres a grandes centrales de telecomunicaciones.

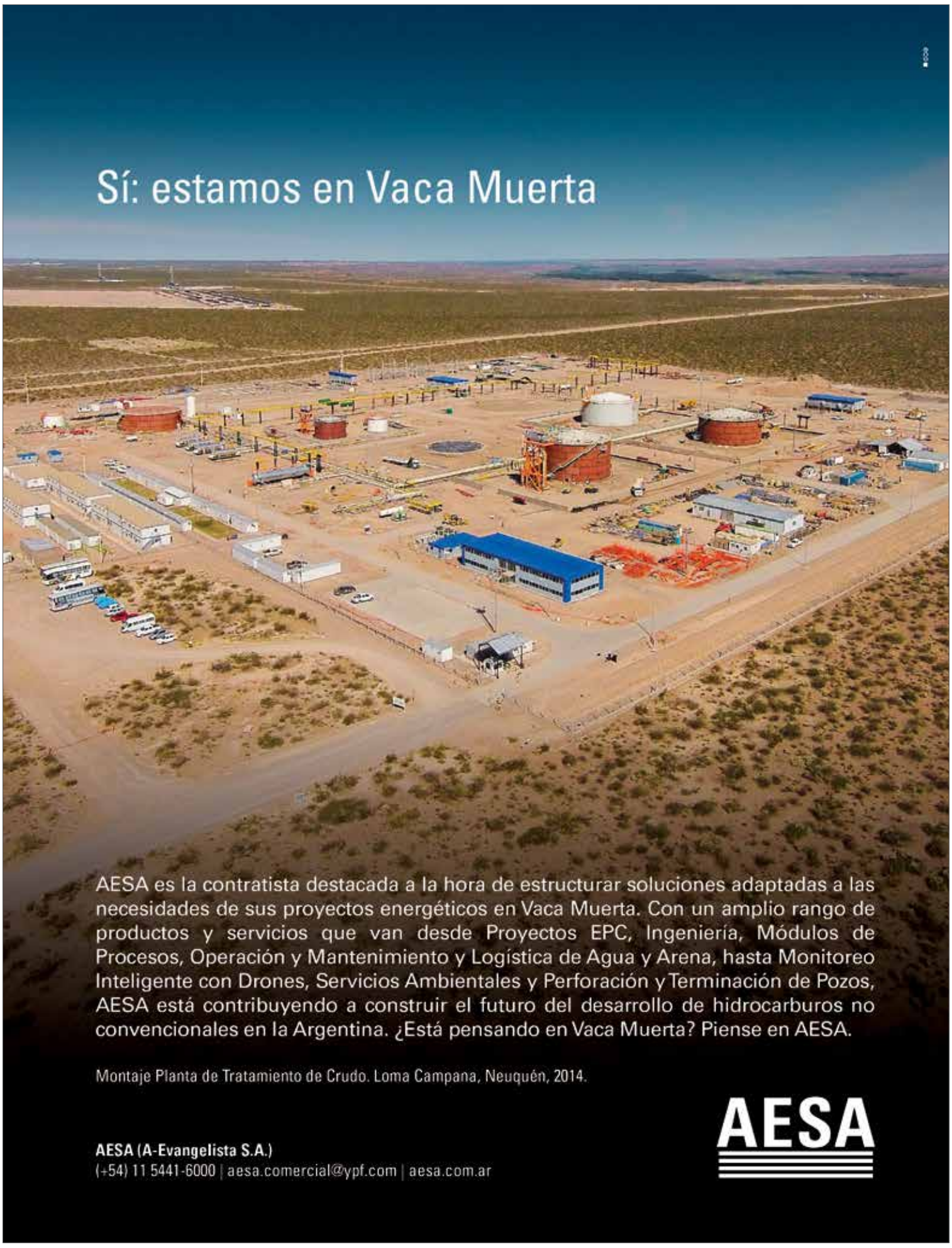
Su principal objetivo es garantizar una fuente de energía local, económica y fiable para las comunidades, islas, empresas y puntos aislados con acceso limitado o nulo a la red eléctrica principal. Permitiendo acercar la generación a pequeños centros de consumos con eficiencia y economía en el uso de combustibles tradicionales con la integración de fuentes de energías renovables no convencionales.

La eficiencia de la Microred Hibrida se logra a través del eficiente suministro de energía eléctrica proporcionado, el que está formado por una componente renovable y otra tradicional (Combustibles Fósiles), donde su sistema de control determina la cantidad de energía disponible desde fuentes renovables y la componente de energía tradicional necesaria para abastecer los requerimientos de las cargas, logrando suministrar una energía con menor uso de combustibles fósiles, contribuyendo a la reducción de la huella de carbono y economía en el uso de combustibles tradicionales.

Estos sistemas llevan más de 10 años fabricándose e instalándose en todo el mundo y su eficacia se ha demostrado en múltiples aplicaciones asegurando un mejor rendimiento y una producción de energía más confiable, siendo su instalación rápida y sencilla.

Las necesidades energéticas actuales de acercar cada vez más los puntos de generación a los pequeños centros de cargas (Generación Distribuida), así como la preocupación por el cambio climático están provocando una fuerte irrupción de las energías renovables que está ocasionando una profunda transición energética en la que las Microredes Híbridas están llamadas a jugar un rol trascendental.

** Vicepresidente de Operaciones Chile - Bolivia de Finning.*



Vestas y Newsan fabricarán *"góndolas"* en Campana

Alianza para fabricar aerogeneradores en el país

El mayor fabricante de aerogeneradores del mundo tendrá como socio estratégico a Grupo Newsan y juntos producirán en el país lo que se conoce como la *"góndola",* que es el corazón del aerogenerador y el que soporta el peso de las palas.

Vestas tiene como objetivo el desarrollo, fabricación, venta y mantenimiento de tecnología eólica, y sus actividades cubren desde los estudios de los emplazamientos hasta el servicio y el mantenimiento de los aerogeneradores. Con sede en Dinamarca y presencia en 79 países, Vestas se dedica al desarrollo de soluciones de energía sustentable, siendo líder indiscutible en Argentina con 1 GW de capacidad instalada y/o en construcción.

Enfocado en potenciar el nuevo modelo de negocios y como parte de su estrategia de diversificación, la alianza de Grupo Newsan con Vestas tiene como propósito el desarrollo del mercado de energías renovables.

El acuerdo entre ambas compañías implicará una inversión significativa en Argentina. Con su inversión en la nueva planta, oficinas y centros de servicio, Vestas desembarca en el país, generando cerca de 200 nuevos puestos de trabajo directos y otros 500 empleos de manera indirecta. Por su parte, Grupo Newsan invertirá 5 millones de dólares para la adquisición de nuevas líneas productivas, equipamiento, herramental y el acondicionamiento de su planta fabril en Campana.

Andrés Gismondi, Director General de Vestas Argentina, indica: *"Argentina es un país con un gran potencial eólico y por ello se trata de un mercado estratégico para Vestas. El acuerdo con Grupo Newsan, aparte de ser una clara apuesta de Vestas por localizar parte de nuestra producción en el país y generar*

empleo, pone de manifiesto el valor que ambas compañías depositan en este mercado".

Por su parte, Luis Galli, CEO y Presidente de Grupo Newsan, expresó: *"Tenemos el objetivo de posicionarnos como un jugador relevante en el negocio de las energías renovables. Nuestra alianza con Vestas nos permitirá potenciar esta estrategia, aportando una nueva propuesta de valor. Nuestro propósito se centra en ser un actor relevante en la configuración de una matriz energética más limpia, económica y eficiente".* De esta manera, Newsan se une a Vestas para continuar potenciando su novedoso modelo de negocios en el país. Y entre ambas compañías, unirán sus fortalezas para el desarrollo de grandes proyectos de infraestructura.

Acerca de Grupo Newsan

Es un grupo económico emprendedor con más de 27 años de trayectoria y visión de nuevos negocios que protagoniza y acompaña el proceso de inversiones y desarrollo del país. Su capacidad emprendedora y posibilidad de reconversión han hecho que pueda adaptarse, con un rol protagónico, a las distintas etapas político-económicas de Argentina. De esta forma, logró desarrollar modelos de negocio exitosos como la importación, fabricación nacional y exportación.

Lleva a cabo sus actividades a través de las siguientes unidades de negocios: Newsan Electrodomésticos, Newsan Food y Nuevos Negocios. En 2017 facturó 1.719 millones de dólares, estableciéndose como uno de los grupos económicos más importante del país. Produce, comercializa y crea experiencias con sus marcas Noblex, ATMA, SIAM, Philco, Sanyo, JVC, Pioneer, Compaq, Braun, Microlab y JBL. Bajo la premisa de diversificar su negocio con el respaldo de marcas mundialmente reconocidas, recientemente incorporó Duracell, Revlon y Fagor. Asimismo, marcas de electrónica líderes a nivel global como Motorola, Huawei, HP y LG, lo eligen como partner estratégico local para la fabricación y distribución de sus productos. De esta forma logró ser la fuerza de distribución de Consumer Electronic más grande del país.

Hace más de 6 años, diversificó su negocio con la incorporación de la Unidad de Exportación Newsan Food, incursionando en la exportación de alimentos y derivados, llevando productos a más de 70 países y convirtiéndose desde 2014 en el principal exportador de pesca de Argentina. wCon más de 6.800 colaboradores en 8 plantas productivas y 3 centros logísticos en Tierra del Fuego y Buenos Aires, crea valor para sus distintos stakeholders como clientes, empleados, accionistas y comunidades en las que operamos.

Como en sus inicios, se encuentra comprometido con el desarrollo del país, siempre trabajando con espíritu innovador y agregando valor y competitividad en sus negocios.

Celebró el logro estrenando oficinas

Vestas alcanzó 1000 MW instalados

Vestas estrenó oficinas en Buenos Aires, celebrando, además, que la compañía alcanzo los 1,000 MW instalados y/o en construcción en el país.

Este hecho se suma al anuncio, hace unas semanas, de su plan de localización en Argentina, donde la compañía está desempeñando un papel clave en la transición energética del país hacia un mix de generación mucho más sostenible, seguro y competitivo. Fue pionera con la instalación de las primeras turbinas en el país en 1994.

Con la llegada de la Ley 26121 y el impulso de las renovables gracias al programa RenovAr, expandio su presencia en el país, generando empleo y promoviendo la inversión en un sector en pleno auge: *"Vestas tiene una larga historia en Argentina que comenzó en los 90 con los primeros aerogeneradores que se instalaron en Comodoro Rivadavia, siendo pionera en una época en la cual la eólica estaba aún en etapa experimental"*, comento el director de Vestas en Argentina Andrés Gismondi.

Y continuó: *"hemos dedicado el esfuerzo de todo nuestro equipo para que nuestros clientes pudieran encontrar en Vestas a su socio ideal con quien poder llevar a cabo sus proyectos de manera rentable y con el menor riesgo posible".*

Vestas ha dejado patente su compromiso con Argentina mediante la localización de parte de su producción de los aerogeneradores en el país. A la inauguración de sus nuevas oficinas en Buenos Aires y el gigawatio instalado y/o en construcción se suma la reciente inauguración del parque eólico Corti, a la que asistió el presidente del país, Mauricio Macri.

El evento de inauguración conto también con la presencia de Eduardo Medina, presidente de Vestas Mediterranean, como anfitrión, y el responsable de la compa;ia para el Cono Sur, Rogerio S. Zampronha. Dijo al respecto Medina: *"Estamos muy orgullosos de poder celebrar hoy aquí la trayectoria tan espectacular de la compañía en un mercado tan clave para nosotros. Seguiremos trabajando porque Vestas siga a la cabeza ofreciendo soluciones que permitan descarbonizar las economías y promover una mayor penetración de las renovables en el mix energético".*

En concreto, Medina destacó la importancia cada vez mayor de la digitalización para asegurar el correcto funcionamiento de los parques eólicos y su integración a la red.

La compañía diseña, fabrica, instala y mantiene aerogeneradores en todo el mundo. Con 92 GW de capacidad instalada en 79 países, ha instalado más capacidad eólica que ningún otro fabricante.

Gracias a sus capacidades de Smart Data y a los 78 GW de turbinas eólicas que la compa;ia opera y mantiene en todo el mundo, la compañía cuenta con gran cantidad de datos que le permiten interpretar, pronosticar y obtener el máximo rendimiento del recurso eólico, proporcionando las mejores soluciones de energía eólica. Junto a sus clientes y más de 23.900 empleados, ofrece soluciones energéticas sostenibles para promover un planeta limpio y un futuro más prometedor.

Radiofgrafía de la Central PIlar construida por Wärtsilä para Pampa Energía

Cómo opera la central más rápida del sistema eléctrico

Radiografía de la Central Pilar, operada por Pampa Energía, que es la planta térmica más rápida del parque de generación. Cómo opera la central construida por la finlandesa Wärtsilä.

3.22 PM. El centro de despacho de Pampa Energía, la mayor generadora de energía del país, se comunica con la sala de control de la Central Térmica Pilar: Cammesa solicita el ingreso de la planta al sistema. El supervisor de Wärtsilä, la empresa finlandesa que está a cargo de la Operación y Mantenimiento (O&M) de la central, ordena el virado eléctrico manual de los seis motores Wärtsilä 50DF que suman una potencia instalada de 100 megawatt (MW) en la planta.

3.30 PM. El proceso de pre-arranque se extiende durante apenas cinco minutos, momento en el cual se inicia el comando de arranque de la central.

3.39 PM. La central empieza a inyectar energía al sistema de interconexión SADI.

Desde el requerimiento inicial de Cammesa, la compañía mixta que administra el MEM, pasaron menos de 20 minutos. Es un parámetro temporal récord en el parque de generación argentino, aunque otras centrales construidas por Wärtsilä a nivel global despachan a máxima potencia aún en menos tiempo.

Eso es posible, en parte, debido a que los operadores están informados con anterioridad respecto a la programación de despacho, lo que facilita la planificación. Pero sobre todo porque son mercados donde se aplican incentivos de precios que benefician a los generadores que arrancan sus plantas en el menor plazo posible. En EE.UU., por ejemplo, Wärtsilä opera unidades similares a las de Pilar, que sólo consumen gas y son capaces de arrancar y tomar el 100% de la carga en cinco minutos. Los incentivos económicos impulsan a que los generadores configuren sus plantas e instruyan a sus equipos de trabajo para lograr los mejores tiempos.

El de la central Pilar es un caso novedoso. Prácticamente no hay antecedentes en el país de plantas que demanden un plazo tan exiguo de tiempo para ingresar en operación. Las centrales equipadas con turbinas, o los ciclos combinados requieren al menos una hora en ese proceso y las viejas máquinas turbo vapor puede tardar más de seis para cubrir la fase preparativa.

Gonzalo Gallo, gerente de Planta de la central Pilar, explica que la planta funciona en estado de hot stand-by. Una caldera de vapor auxiliar mantiene de manera permanente la temperatura indicada para cada uno de los componentes de la central. Por ejemplo, el fuel oil —uno de los dos combustibles con los que puede operar la instalación, el otro es el gas natural— se acopia en un tanque de almacenaje diario a 95º, la temperatura requerida por la planta para adaptar especificaciones de viscosidad

La velocidad de arranque se complementa con la versatilidad operativa: la central Pilar es multi-combustible. *"Es una ventaja porque, cuando nos llaman a despacho, desconocemos con qué combustibles vamos a generar. Eso lo define Cammesa. Tenemos el sistema preparado para operar con gas o con fuel oil según el requerimiento e incluso operar con ambos combustibles en simultáneo gracias a la modularidad del sistema. Es decir, podemos operar algunas máquinas con gas y otras con fuel oil"*, detalla Gallo, un ingeniero electrónico graduado en la UTNA-FRBA, de apenas 32 años.

La planta registra niveles de eficiencia netos superiores al 44% (1920 kCal/kWh). Con una disponibilidad que en el primer bimestre del año fue mayor al 96%. "Es decir, tanto con gas como fuel oil, la planta va a ser de las primeras en despachar. Eso es importante para el cliente", destacó el ejecutivo.

Despacho en picos

La central Pilar se inauguró el 29 de agosto de 2017. Su construcción demandó apenas 10 meses y Wärtsilä estuvo a cargo del proyecto a través de un contrato EPC. Durante el verano, la central jugó un rol

Continúa en página siguiente

Viene de página 31

Cómo opera la central más rápida del sistema eléctrico...

clave generando energía para cubrir los picos de consumo. De ahí deriva una de sus principales fortalezas operativas. En octubre pasado, por ejemplo, la planta registró 400 horas de generación, con más de 50 arranques y paradas. Durante ese mes, la central promedió ocho horas diarias de generación, divididas en dos según las crestas típicas de la demanda. Lejos de ser un problema, la tecnología está preparada para generar con esa intermitencia.

"Hay días en los que arrancamos a la mañana por un par de horas, paramos al mediodía y a la tarde volvemos a reingresar al despacho. Es una práctica posible e impensada en otras tecnologías", comentó Gallo. A diferencia de una central equipada con turbinas, en la que cada arranque se ve penalizado con horas equivalentes de operación que se traducen en mayores costos de mantenimiento, la tecnología Wärtsilä no registra costos adicionales por la multiplicidad de arranques y paradas. Es un síntoma de robustez en un sistema eléctrico que demandará cada vez más flexibilidad operacional y dinamismo a medida que ingresen en operación los parques de energías renovables que se están construyendo en el marco del programa RenovAr.

Mínimo personal

La central Pilar está emplazada en el parque industrial de la localidad homónima, al norte de la provincia de Buenos Aires. Construida en un predio de 3,9 hectáreas, cuenta —entre otras instalaciones— con una sala de motores (elaborados en una fábrica de Wärtsilä en Italia), calderas, seis chimeneas, capacidad de tancaje, oficinas y una subestación transformadora en 132 Kw para inyectar energía en el SADI a través de la red de Edenor. En la recorrida por la central se repiten terminaciones con la precisión nórdica, simples y minimalistas de alta calidad. Sin embargo, el dato que más llama la atención es la despoblación. Wärtsilä opera la central con un equipo de tres personas por turno (un supervisor y dos operados técnicos) que controlan el funcionamiento de toda la planta desde una moderna sala de control.

"El sistema de control es clave porque el supervisor puede monitorear todos los indicadores de la planta en tiempo real. Niveles de presión, temperaturas en cada cilindro del motor (108 en total, 18 por motor) y del agua refrigerada, nivel de eficiencia; caudales de fluidos, nivel de tancaje, estados y alarmas de cada equipo. Cada una de estas variable son almacenadas y graficadas para analizar tendencias y así poder estudiar comportamientos, causas de fallas, y prevenir posibles inconvenientes a partir de la detección de ciertos desvíos críticos. Es una ventaja que respalda la confiabilidad operativa", detalló Gallo.

De punta

La central térmica está equipada con tecnología de última generación. En una de las salas de máquinas sobresale, por caso, una unidad separadora de residuos Senitec que permite reutilizar el agua que se consume durante el proceso de generación. La tecnología desarrollada por la compañía finlandesa filtra el agua con una composición menor a 15 partes por millón (ppm) de componentes hidrocarburíferos. También sobresale una pequeña planta de ósmosis inversa de última generación para cumplir con las especificaciones del agua que exige la planta termoeléctrica. *"La central no precisa de agua desmineralizada (como sí requieren las turbinas), pero esta unidad de tratamiento nos permite contar con agua de muy buena calidad. La central consume unos 9 litros de agua por cada MWh generado con fuel oil y 2 litros/MWh cuando lo hacemos con gas"*, concluyó Gallo.

Acerca de Wärtsilä

Wärtsilä es una empresa global líder en tecnologías avanzadas y soluciones completas durante todo el ciclo de vida para los mercados marino y de energía. Mediante el énfasis en la innovación sustentable y la eficiencia total, Wärtsilä maximiza el rendimiento económico y medioambiental de los buques y centrales eléctricas de sus clientes. En 2017, las ventas netas de Wärtsilä alcanzaron los 4.9 billones de euros con aproximadamente 18.000 empleados. La compañía opera desde más de 200 localizaciones en más de 80 países alrededor del mundo. Las acciones de Wärtsilä cotizan en la bolsa Nasdaq de Helsinki (Finlandia).

_Grúa IRON 100T en planta XCMG Brasil

GRÚA SOBRE CAMIÓN QY25 BR
25 Toneladas | 41 metros
Nuevas. Año de Fabricación 2017
U$S 249.000 + iva
40% y 10 Cheques sin interés
Opción Leasing Banco importador
U$S 219.000
Disponibilidad 8 Un. XCMG Brasil
Entrega 30 días

GRÚA SOBRE CAMIÓN BR300
30 Toneladas | 48 metros
Nuevas. Año de Fabricación 2017
U$S 269.000 + iva
40% y 10 Cheques sin interés
Opción Leasing Banco importador
U$S 239.000
Disponibilidad 8 Un. XCMG Brasil
Entrega 30 días

GRÚA SOBRE CAMIÓN QY100K
100 Toneladas | 57 metros
Nuevas. Año de Fabricación 2014
U$S 639.000 + iva
40% y 10 Cheques sin interés
Opción Leasing Banco importador
U$S 529.000
Disponibilidad 3 Un. XCMG Brasil
Entrega 30 días

GRÚA ALL TERRAIN BR750
75 Toneladas | 58 metros
Nuevas. Año de Fabricación 2013
U$S 499.000 + iva
40% y 10 Cheques sin interés
Opción Leasing Banco importador
U$S 479.000
Disponibilidad 2 Un. XCMG Brasil
Entrega 30 días

*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