



Por Víctor Delbuono

Alianza de dos gigantes por el litio

Página 23



Por Oscar Ferreño

Perspectivas del mercado eléctrico del Uruguay

Página 26

Energía & Negocios Internacional

Año XXVI N° 300 - Fundado en 1995 - Julio de 2021 - Petróleo, Gas & Electricidad - www.energiaynegocios.com.ar - Precio \$ 180

Promoción de inversiones hidrocarburíferas: un proyecto que se hace esperar



Se estima que el proyecto será presentado por el Gobierno en el transcurso de la primera quincena del mes

Página 2

Informe especial

La Economía del Hidrógeno

Argentina sigue de cerca la agenda mundial de la descarbonización, fundamentalmente por los compromisos asumidos en materia ambiental. En ese escenario, el hidrógeno aparece en el horizonte como la molécula protagonista del las combustiones del futuro.

Los ingenieros, los economistas y los abogados, argentinos ya trabajan en las posibilidades de desarrollo del primer elemento de la tabla periódica, el más ligero y abundante que existe. En física, como en economía, la imaginación choca con el principio de realidad: los recursos financieros para el desarrollo se presentan tan inasibles como el hidrógeno.

El extenso pero interesantísimo trabajo elaborado por dos nombres de larga trayectoria en el sector energético y publicado en la Carta Energética que edita Montamati & Asociados resulta un verdadero tour virtual del camino hacia el futuro del H2.

Página 14

YPF aumentará la producción de Vaca Muerta

Página 7

Informe de CECHA
Ventas de naftas bajó 13,6%

Página 13

Ley de Zona Fría Más hogares con gas barato

Página 6

Tenaris inició operaciones de fractura

Página 7

La energía se está reinventando, Total evoluciona a TotalEnergies.



Promoción de inversiones hidrocarburíferas: un proyecto que se hace esperar

Por Santiago Magrone

El diseño por parte del gobierno nacional de un proyecto para la promoción de inversiones en el sector hidrocarburífero que no vendrá a reemplazar a la Ley de Hidrocarburos 17.319/67- es desde hace varios meses el principal foco de atención por parte de los gobernadores de las provincias petroleras y de las empresas que operan en el rubro.

A mediados de junio el Secretario de Energía de la Nación, Darío Martínez, describió los principales ejes del proyecto que procura articular los intereses del Estado Nacional, los provinciales (nucleados en la OFEPHI) y del sector privado. Afirmó que se estaban realizando consultas a todos los actores, pero no formuló estimaciones acerca de plazos para definir el proyecto y enviarlo al Congreso para su tratamiento.

Desde el sector privado, e incluso algunos gobernadores, admitieron que ha habido consultas desde Energía, pero en los últimos días algunos de ellos han evidenciado cierta ansiedad por la indefinición de una cuestión que es considerada clave para el desarrollo productivo de los importantes recursos de petróleo y de gas natural que tiene el país.

Desde el gobierno se coincide en el objetivo de recuperar cuanto antes el autoabastecimiento para satisfacer la demanda interna y además exportar crudo y gas. Deben definirse las condiciones técnicas, económicas y sociales en las que se asentará la actividad, articulando intereses en la medida de lo posible.

“Ni magia, ni futurología”, respondió el gobernador de Neuquén, Omar Gutiérrez, ante una consulta periodística referida al momento en el

cual estima se dispondrá de la ley de promoción de inversiones que está elaborando el gobierno nacional. Pero puntualizó que “no será lo mismo contar con dicha ley este año, que el año que viene” pensando en la necesidad de dinamizar el desarrollo de las producciones de petróleo y gas, convencional y no convencional.

En tono no confrontativo con Nación, Gutiérrez pareciera haber acusado recibo de la crisis social que afronta la provincia a su cargo, la más rica en recursos petroleros y gasíferos no convencionales de la Argentina. Su imprudente desatención, en un contexto agravado por la Pandemia del Covid-19, derivó en un conflicto con importantes sectores de la población, y en una cuasi paralización total de las actividades petroleras que afectó a todos.

En relación al proyecto afirmó “estamos trabajando para generar un dispositivo legal que otorgue condiciones de previsibilidad para el desarrollo de inversiones en la producción y en la construcción de la infraestructura necesaria”, dijo el gobernador, apostando a una ley que resulte “del diálogo y el consenso”, entre todos los actores involucrados.

Hombre del MPN igual de el sindicalista Guillermo Pereyra, Gutiérrez tiene por interlocutor en Energía a otro neuquino, del FDT, muy atento a lo que pasa en la provincia. Pereyra, acaba de reclamar que Energía de la Nación (hoy en la estructura de Economía) pase a la categoría de Ministerio para tener, supuestamente, más autonomía de gestión.

Desde el sector empresarial, en tanto, varios importantes directivos de importantes compañías con desempeño en Vaca Muerta han coincidido



en diversos foros periodísticos en afirmar que la Argentina tiene hoy “una oportunidad que no debería desaprovechar” en la explotación del gas natural como principal recurso en la transición energética del mundo hacia las fuentes renovables.

Esto, sin desdeñar el recurso del petróleo, aunque para éste “la ventana de oportunidad” como bien de exportación sería por un plazo menor (algunos las estiman en 30 y 20 años respectivamente). El progresivo abandono de fuentes energéticas como el carbón, y luego del petróleo hacia energías más limpias para el ambiente trazan un escenario previsible en tales plazos, al menos en los países más industrializados.

Se piden las consabidas “reglas claras y estables de juego”, “estabilidad fiscal”, “posibilidad de exportación en firme durante todo el año” y “la libre disponibilidad de divisas de exportación” para concretar las inversiones necesarias. Se reconoce al res-

pecto que el diseño y la puesta en vigencia del Plan Gas Ar 2020/2024 por parte del gobierno a principios de año “va en el sentido correcto en cuanto a brindar una mejor perspectiva para continuar el desarrollo de las inversiones”.

Mejor hubiera sido que no se demorara tantos meses en activar esta medida ya que ello hubiera posibilitado recuperar producción antes del otoño último, y tal vez importar menos, el más costoso GNL.

Pero, detallan las operadoras, el Plan Gas tiene fecha de caducidad y se necesita ampliar condiciones y plazos, pensando en el desarrollo masivo de las áreas, lo que comprende perforaciones, terminaciones y conexiones de pozos productores, oleoductos y gasoductos de interconexión, ampliación y/ o construcción de nuevos gasoductos troncales para el transporte interno y a países limítrofes. También la construcción de una planta proce-

sadora de GNL para su exportación a extrazona, lo cual requiere asegurarse mercados, fuertes inversiones (no menor a los US\$ 4 mil millones) y un plazo de construcción de entre 3 y 4 años.

Las empresas destacan y se entusiasman con la calidad y volumen de los recursos de crudo y gas no convencional con que cuenta la Argentina en la comparación internacional, incluida EE.UU. También con la calidad de los recursos humanos técnicos y profesionales, y admiten el registro de mejoras sustantivas en los costos de producción. Pero se requiere ganar en escala, señalan.

En la política energética del gobierno nacional es clave la participación de YPF (de mayoría accionaria estatal) y el desarrollo de empresas proveedoras de servicios petroleros locales. También, priorizar la aplicación de los recursos energéticos al desarrollo de los diversos sectores industriales y a la mejora de la calidad de vida de la población. Ello, sin desdeñar las exportaciones para la disposición de divisas necesarias, sobre todo, para completar el ciclo de la actividad económico-productiva.

Acercas del curso de la elaboración del proyecto de promoción de inversiones, Darío Martínez describió hace pocos días que “seguimos trabajando junto al Ministerio de Economía y a la conducción de YPF, ya hemos hecho una primera ronda de conversaciones con las autoridades provinciales, con las empresas productoras, con los gremios y con las organizaciones de pymes, recibiendo de ellos las ideas sobre los aspectos centrales que una herramienta como esta ley debería tener”.

“Hemos elaborado un borrador con una estructura bá-

Más de 15 años comercializando energía, con la combinación más eficiente para tu negocio

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

sica y algunas alternativas que deben aún ser validadas por las máximas autoridades nacionales. Luego volveremos a conversar con todos los principales actores y finalmente redondearemos un proyecto de ley que esperamos tenga consenso y respaldo y que, básicamente, logre los resultados que estamos persiguiendo”.

El proyecto, añadió Martínez, apunta a garantizar estabilidad en materia fiscal, arancelaria y cambiaria, así como de las normas regulatorias. “Abarca instrumentos destinados a promover la producción y exportación de petróleo, garantizando simultáneamente el abastecimiento de la demanda interna y la exportación de una proporción variable y creciente en relación a incrementos individuales y colectivos de producción, y de otros aspectos como grado de cobertura del mercado interno y esfuerzo por sostener la producción convencional”.

“En materia de gas natural, garantiza el abastecimiento de la demanda interna a través de contractualizaciones plurianuales, y potencia y garantiza exportaciones firmes por complementación estatal y por producción excedente”, esbozó.

Asimismo, agregó, se establecen mecanismos de tratamiento diferencial en materia de Impuesto a las Ganancias, IVA y derechos de importación, garantizando la exportación en firme y la disponibilidad de divisas para proyectos especiales con pisos mínimos de inversión destinados a exploración de gas y petróleo convencional, producción no convencional, depósitos subterráneos de gas natural, medianos y grandes proyectos de GNL en toda su cadena, otros grandes proyectos de industrialización del gas natural y destinados a la producción off shore. Martínez dijo que el proyecto en elaboración comprende también estímulos destinados a la extracción incremental en pozos de baja productividad y premia especialmente los proyectos y las acciones que cuiden el ambiente y disminuyan o mitiguen la emisión de gases de efecto invernadero.

El esbozo del proyecto parece contemplar las cuestiones claves. Se aguardan novedades.

La estatal podrá realizar obras de infraestructura tanto en electricidad como en hidrocarburos

El Gobierno repotencia IEASA

El gobierno nacional oficializó a través del Decreto de Necesidad y Urgencia 389/2021 una serie de medidas regulatorias, societarias y legales para “reactivar y ampliar” el campo de acción de la empresa Integración Energética Argentina S.A. (IEASA) (Ex ENARSA) “como actor protagónico del sector energético en su más amplia concepción”, puntualizó.

El DNU habilitó a IEASA a realizar proyectos de infraestructura de energía eléctrica a través de las utilidades que reciba con motivo de la titularidad de las Centrales Termoeléctricas que tenga a su cargo. (exceptuándose de lo previsto en el artículo 37 de la Ley 24.065).

Asimismo, el DNU 389 modifica sustancialmente lo dispuesto por el gobierno de Cambiemos mediante el Decreto 882/17 cuando apuntó a “una reestructuración y reorganización de las empresas con participación estatal mayoritaria del sector energético”, limitando “al mínimo posible” la participación del Estado Nacional en sectores estratégicos de la cadena productiva de la energía.

En los considerandos del nuevo decreto se explica que “el 882/17 ordenó la privatización de activos esenciales del Estado Nacional ya que, a su entender, como la actividad de generación eléctrica y de transporte de energía eléctrica son desarrolladas mayoritariamente por empresas privadas, la participación del Estado no resultaba necesaria para asegurar el normal funcionamiento del sector, ni para garantizar la prestación del servicio”.

“Bajo tal premisa, se ordenó la transferencia de los emprendimientos y activos energéticos esenciales en los que el Estado Nacional tiene participación, a empresas del sector privado, y esa política de privatización se ejecutó parcialmente”, describió el nuevo decreto.

El gobierno de Alberto Fernández puntualizó que “contrariamente a tales definiciones” de su antecesor “considera esencial la acti-



va participación del Estado Nacional, a través de sus empresas, en uno de los sectores más estratégicos para el desarrollo del país como es el energético”.

Aquel decreto (882/17) posibilitó la venta de las Centrales Térmicas de Generación Eléctrica “Ensenada de Barragán” y “Brigadier López”, cuyo procedimiento de enajenación se encuentra bajo investigación judicial.

Por ello, señala el actual gobierno, “resulta necesario derogar en forma inmediata toda disposición destinada a transferir los activos del sector energético del Estado Nacional y de sus empresas al sector privado”.

El nuevo DNU faculta el otorgamiento de avales del Tesoro Nacional por las operaciones de crédito público a favor de IEASA para la compra de gas natural desde Bolivia, por un monto máximo de US\$ 200 millones, en el marco del contrato de compraventa suscripto en 2006 y sus Adendas.

Asimismo, establece que las utilidades a favor de IEA-

SA provenientes de las centrales y/o empresas de generación y transporte de energía eléctrica de propiedad total o mayoritaria de esta Sociedad “deberán ser invertidas en proyectos de infraestructura de energía eléctrica”.

También, se derogan los artículos 6, 8, 9, 10 y 11 del Decreto 882/2017 que habilitaron la enajenación de activos tales como las centrales térmicas Ensenada de Barragán y Brigadier López, Manuel Belgrano II, y la participación accionaria de ENARSA en la Compañía Inversora de Transmisión Eléctrica CITELEC S.A.

Aquella norma también ordenaba transferir las acciones Clase “C” de DIOXITEK S.A. en poder de la CNEA, al entonces Ministerio de Energía y Minería, y se instruyó a esta misma cartera a proceder a la venta, cesión u otro mecanismo de transferencia, de las participaciones accionarias del Estado Nacional en Central Dique S.A.; Central Térmica Guemes S.A.; Central Puerto S.A.; Centrales Térmicas Patagónicas S.A.;

en la transportadora patagónica troncal de electricidad, TRANSPA; y de Dioxitek.

El listado comprendía además a los derechos estatales y los fideicomisos en las centrales Termoeléctrica Manuel Belgrano; Termoeléctrica José de San Martín (Central Timbúes); Termoeléctrica Vuelta de Obligado y Termoeléctrica Guillermo Brown.

Ahora, se asigna a IEASA las acciones emitidas en favor del Estado Nacional en las sociedades generadoras “Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.” y “Termoeléctrica José de San Martín S.A.” correspondientes a los Fideicomisos Central Termoeléctrica Manuel Belgrano y Central Termoeléctrica Timbúes, respectivamente, las cuales constituirán un aporte adicional de la participación accionaria del Estado en IEASA.

En un comunicado IEASA señaló que “el DNU 389/2021 deroga los objetivos de privatización de activos energéticos estratégicos para nuestro país definidos durante el período 2015-2019, que tuvo entre sus consecuencias más graves la venta, a precio vil, de dos centrales termoeléctricas que en ese entonces se encontraban en el patrimonio de esta Empresa”.

“En lo particular, la norma consolidó una política pública iniciada en el año 2005 con el Programa FONINMEM (Fondo de Inversiones en Mercado Eléctrico Mayorista), que articuló la gestión del Estado de manera inteligente con el sector privado para beneficio mutuo.

El FONINMEM establecía que las deudas que el Estado mantenía con los privados se cancelarían mediante el cobro de los montos obtenidos por la generación eléctrica de las CT Manuel Belgrano y José de San Martín (ubicadas en Buenos Aires y Santa Fe, respectivamente) que se construirían con esas deudas y aportes del Estado Nacional. Al cancelarse las deudas, las Centrales se transferirían, en función de su aporte, al patrimonio estatal”, se describió.

En otro orden, el nuevo

Energía&Negocios

Editor Responsable: María del Rosario Martínez: editor@energiaynegocios.com.ar
Publicidad: publicidad@energiaynegocios.com.ar - Editado en Bs. As. - Argentina.
Sarmiento 1889 piso 2 Capital Federal - Tel: 4371- 6019. whatsapp 54+ 9 1157466979
Miembro de ADEPA . Las notas firmadas no necesariamente reflejan la opinión del editor. Prohibida su reproducción total o parcial (Ley 11.723) © E&N.
www.energiaynegocios.com.ar



MARTELLI ABOGADOS

Sarmiento 1230, piso 9, C1041AAZ Buenos Aires, Argentina
Tel +54 11 4132 4132 - Fax +54 11 4132 4101
info@martelliabogados.com www.martelliabogados.com

Viene de página 3

El gobierno repotencia IEASA

DNU deja además sin efecto el cambio de denominación de las obras públicas del proyecto de aprovechamiento hidroeléctrico del río Santa Cruz (que forman parte del Programa Nacional de Obras Eléctricas) que fuera dispuesto en el Decreto 882/17, del gobierno de Mauricio Macri. Tales proyectos retoman sus denominaciones de "Presidente Néstor Kirchner" -ubicada en Cándor Cliff- y "Gobernador Jorge Cepernic" -ubicada en Barrancosa-, respectivamente, conforme lo dispuesto por las Leyes 3207 y 3206 de la Provincia de Santa Cruz.

Hidrocarburos offshore

En la misma línea, y en lo que refiere al sector de exploración de hidrocarburos, el nuevo decreto describió que "durante el año 2014, mediante el Concurso Público Nacional e Internacional para la Adquisición, Procesamiento e Interpretación de Sísmica Marina 3D Offshore" el Estado Nacional, a través de IEASA (en rigor Enarsa) realizó inversiones para determinar la existencia de hidrocarburos en la entonces denominada área "CALAMAR" ubicada en la Cuenca Malvinas, en el Mar Argentino.

Pero mediante la Ley 27.007 y la Resolución 195/19 de la ex-Secretaría de Energía del ex-Ministerio de Hacienda se revirtieron y transfirieron a favor del Estado las áreas "SALMÓN" y "CALAMAR", "deteriorándose el patrimonio de la Sociedad (IEASA), debido a las inversiones realizadas previamente".

Ocurrió que a través del Decreto 872/18 dicha área fue dividida en tres (3) áreas con la denominación: MLO_115, MLO_116 y MLO_117, otorgándose luego, conforme la Resolución 276/19 de la citada ex-Secretaría de Energía, en el marco del Con-

curso Público Internacional Costa Afuera N° 1, permiso de exploración a terceros interesados sobre MLO_117, quedando desiertas las ofertas referidas al renglón de las áreas MLO_115 y MLO_116.

Ahora, se determinó que corresponde que la inversión pública realizada a través de IEASA "sea retomada a los efectos de determinar la viabilidad de su explotación comercial".

Así las cosas, el DNU 389 otorga a IEASA los permisos exploratorios correspondientes a las áreas denominadas MLO_115 y MLO_116, en los términos de la Ley 17.319 (de Hidrocarburos) y sus normas complementarias.

Al respecto, desde IEASA se destacó que "se recupera un área exploratoria en el Mar Argentino (petrolera y gasífera) ubicada en la Cuenca Malvinas donde durante el año 2014/2015 se realizaron inversiones en estudios técnicos por 50 millones de dólares. A pesar de contar con un programa de perforación exploratorio, en el año 2017 el área se revirtió al Estado Nacional junto a la totalidad de los estudios sísmicos, técnicos, económicos y financieros que con un enorme esfuerzo esta empresa había desarrollado". Tras puntualizar que "la importancia de las medidas dispuestas requiere de urgencia en su implementación, por lo que deviene imposible seguir los trámites ordinarios previstos para la sanción de las leyes", el nuevo decreto consigna que a través de la Ley 26.122 se determina que la Comisión Bicameral Permanente tiene competencia para pronunciarse respecto de la validez o invalidez de los DNU, así como para elevar el dictamen al plenario de cada Cámara para su expreso tratamiento, en el plazo de diez (10) días hábiles. Dicha Ley dispone que las Cámaras se pronuncien mediante sendas resoluciones.

Para mejorar la red actual y obtener un ahorro de US\$1.500 M

Proyectan ampliar sistema de gasoductos



El secretario de Energía, Darío Martínez, afirmó que el diseño de gasoductos que plantea el Gobierno nacional tiene por fin ahorrar US\$ 1.150 millones anuales vía sustitución de importaciones, de manera de producir un ahorro fiscal anual de alrededor de 600 millones de dólares.

"Para dinamizar la producción nacional es fundamental aumentar la capacidad de transporte, desde las regiones productoras hasta los centros de consumo, y tener conexiones con países limítrofes que sean potenciales compradores de nuestro gas, afirmó Martínez. Con esa premisa, la Secretaría de Energía diseñó "un sistema de gasoductos que tiene por objeto sustituir todas las importaciones de GNL, reemplazar la declinante producción boliviana, y abastecer con gas natural a todas las centrales térmicas para reemplazar la utilización de combustibles líquidos nacionales y, básicamente, importados", explicó.

Aunque aún sean cálculos previos, este sistema de gasoductos y obras complementarias tiene por fin ahorrar US\$ 1.150 millones anuales de divisas por sustitución de importaciones, y producir un ahorro fiscal anual de unos US\$ 600 millones. Se trata de obras que refuerzan el Gasoducto San Martín para aumentar la capacidad de transporte del gas de la Cuenca Austral, así como un nuevo Gasoducto Central desde Tratayén, pasando por Salliqueló hasta Ramallo o San Jerónimo. Además, se prevé la consolidación y ampliación de la capacidad de transporte hasta Uruguayana, refuerzos en tramos finales de

GBA, una repotenciación del GNEA hasta Salta.

También está contemplado en el diseño un nuevo gasoducto entre La Mora (Mendoza) y Tío Pujio (Córdoba), y la reversión del Gasoducto Norte que se hará en etapas congruentes con la necesidad de continuar trayendo el gas desde Bolivia. Con este diseño, el Gobierno nacional firmó semanas atrás un Memorandum de Entendimiento en el marco del acuerdo binacional entre Argentina y China, con un consorcio de empresas de aquel país encabezado por Power China, quienes ya están elaborando los proyectos ejecutivos.

Una vez finalizados los trabajos proyectuales deberán ser aprobados por la Secretaría de Energía para costearlos y recibir una propuesta de financiamiento que será analizada con el Ministerio de Economía, la Secretaría de Financiamiento y el Presidente. La iniciativa se integra de distintas obras asociadas que potencian la red de gasoductos existente y de nuevos gasoductos desde Vaca Muerta hasta el sur de Santa Fe.

A fines de diciembre, Martínez derogó la resolución con la que el gobierno de Mauricio Macri convocó a una licitación para la construcción de un gasoducto troncal que permitiera evacuar la producción de Vaca Muerta.

Esa obra tenía una inversión proyectada de hasta US\$ 2.000 millones, y su licitación fue demorada por la misma gestión Cambiemos debido al alto costo, por lo que la actual administración decidió analizar "mejores alternativas" de transporte de los recursos.

YPF
ENERGÍA QUE NOS UNE

f t i y

El Enargas procura tecnologías para producir y almacenar GNL a pequeña y mediana escala

El Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) creó la “Mesa de Innovación Tecnológica - Tecnologías de Almacenaje de GNL” a través de la Resolución 187/21, que tendrá como objetivo la discusión, el intercambio y seguimiento de propuestas sobre este tema presentadas por organismos de investigación, instituciones académicas especializadas, proveedores y desarrolladores de equipos y tecnología, empresas dedicadas a la producción y tratamiento del gas, cámaras de comercio e industriales locales, organismos de certificación y normalización, licenciatarias del servicio público y otros actores de la industria gasífera. La inscripción para las y los interesados ya está abierta.

La iniciativa se enmarca en las competencias que la Ley 24.076 le otorga al ENARGAS en materia de regulación del transporte y la distribución del gas natural.

Respecto del propósito de esta Mesa, el Interventor del ENARGAS, Federico Bernal, expresó que “encara desde una perspectiva estratégica la expansión del sistema de transporte –como manda la Ley–, propendiendo a la sustitución de las importaciones de gas natural, a la expansión del servicio público y a la creación de trabajo nacional”.

“Se trata de un primer gran paso, sacando máximo provecho a las tecnologías de licuefacción y almacenaje de gas natural, tecnologías que sin lugar a dudas habrán de modificar el panorama energético argentino para las próximas décadas. A corto y mediano plazo, nuestra meta es re-

ducir las importaciones de gas natural a la mínima expresión”, agregó.

Desde el ENARGAS se sostiene que las nuevas tecnologías de almacenaje de GNL podrían contribuir –a partir de gas natural de producción nacional tomado del Sistema de Transporte– a mitigar los efectos negativos en los picos de demanda, que conllevan al recurrente corte del suministro en industrias y la importación de gas natural, con sus consecuentes perjuicios socio-económicos.

Por otra parte, la Mesa propondrá, entre otros, el estudio de la posible ubicación estratégica de plantas de Almacenaje de GNL (pequeño/mediano tamaño), con el objetivo de abastecer a aquellos pueblos y comunidades que lo requieran, a partir de su regasificación y distribución en redes no conectadas al Sistema de Transporte y Distribución del Gas Natural, y que actualmente utilizan otros combustibles, económica y ambientalmente menos favorables.

“Las nuevas tecnologías de GNL podrían mejorar la vida de los habitantes del territorio, procurando que una mayor cantidad de hogares de la Argentina accedan al servicio público, mitigando la crítica situación de pobreza energética que agobia a buena parte de la población de nuestro país”, sostiene el Ente Regulador.

La creación de esta nueva Mesa se enmarca en las Mesas de Innovación Tecnológica creadas durante el 2020 por la intervención del ENARGAS, en la búsqueda constante por mejorar la calidad del servicio público de gas por redes.

Nación invertirá \$ 1.500 millones

Mendoza tendrá un nuevo gasoducto

El Gobierno nacional destinará 1.500 millones de pesos para la construcción del Gasoducto Sur Mendoza, de 50 kilómetros de extensión y dos estaciones de regulación y medición, destinado al suministro de gas al sistema San Rafael-General Alvear mediante una interconexión en alta presión entre el gasoducto GasAndes y la ciudad de San Rafael, con sus correspondientes instalaciones de superficie complementarias.

La obra permitirá abastecer a más de 40.000 usuarios residenciales y promoverá la instalación de pymes e industrias en la zona, se indicó.

El acuerdo para encarar este proyecto fue suscrito en San Rafael por el Secretario de Energía, Darío Martínez, y el intendente local, Emir Félix. También estuvieron presentes en el acto de firma del convenio la senadora nacional Anabel Fernández Sagasti, el jefe comunal de General Alvear, Walther Marcolini, representantes de las cámaras de comercio y cooperativas de ambos municipios, y autoridades del ENARGAS.

Con la firma del convenio entre el secretario de Energía

y el intendente de San Rafael se dio un anticipo de la inversión al municipio para que comience con la licitación para la compra de materiales y poder avanzar con el inicio de la obra lo antes posible, destacó Energía.

Al respecto, Martínez explicó que “esta obra era una demanda del pueblo mendocino, para que todos los vecinos y vecinas tengan la misma calidad de servicio vivan donde vivan, y que más pymes y más industrias se puedan radicar en la zona y generar más trabajo”. Se trata de construir una Argentina más federal, con trabajadores que puedan desarrollarse en el lugar que quieran y elijan, agregó.

El intendente de San Rafael, Emir Félix, agradeció “al Gobierno Nacional. Este gasoducto es una obra clave y necesaria para el desarrollo de nuestra región”. Por su parte, el intendente de General Alvear destacó que “esta obra estructural tan esperada y anhelada, potenciará el sistema de gas natural en el sur y nos permite tener una perspectiva de crecimiento económico”.

MINDS OF ENGINEERS. PIONEERS AT HEART.

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

wintershalldea.com



Se sancionó la Ley de Zona Fría

Mas hogares con gas barato

El Senado sancionó y convirtió en ley el proyecto denominado Zona Fría, que prevé la ampliación del régimen de zona fría, incorporando nuevas provincias y localidades del país al beneficio de tarifas diferenciales de gas, con reducciones entre un 30% y 50% para los usuarios.

Al promediar junio, el interventor en el Ente Nacional Regulador del Gas, Federico Bernal, precisó en el Congreso aspectos técnicos y económicos del proyecto de ley que extiende los alcances del Régimen de Zona Fría, que es-

tablece tarifas diferenciales en beneficio de quienes habitan zonas o regiones de bajas temperaturas.

En tal sentido, había afirmado que *“el único criterio utilizado para ampliar el régimen de zona fría (para la facturación del suministro de gas) se basa en la clasificación bioambiental del país definida por la norma IRAM 11603, vigente, que considera datos climáticos de diferentes estaciones del país, brindados por el Servicio Meteorológico Nacional (SMN)”*.

En el proyecto se evaluó

las distintas zonas teniendo en cuenta los Grados Día (GD) para las necesidades de calefacción y clasificó las distintas zonas en base al denominado Grados Día -GD18, obtenido a partir de la sumatoria diaria de la diferencia de grados centígrados promedio para cada día del año, por debajo de los 18 °C.

Así, con temperaturas inferiores a 18°C, se entiende que se requiere de algún tipo de calefacción en la vivienda para lograr el nivel térmico recomendado por la Organización Mundial de la Salud.

En su exposición para explicar aspectos del proyecto, el funcionario detalló que sobre la base de las mediciones de las distintas estaciones del SMN, y los diferentes GD18 obtenidos, la norma divide todo el territorio de la República Argentina en 6 zonas: desde la Zona I *“muy cálida,” hasta la Zona VI “muy fría”*.

“El proyecto de ley propuso incluir a las zonas IIIa (templado cálido, con aproximadamente 1100 °C/año) y IV (templado frío, entre 1170 y 1950 °C/año).

Al respecto, aclarado que

la utilización de la zona templada cálida, que si bien por su nombre daría a entender que no se corresponde con una *“zona fría”*, los datos del SMN muestran que existe solo una diferencia de 70 °C/año con relación al menor valor de la zona templada fría.

La norma presenta en la *“Tabla B.1 – Competencia jurisdiccional de las zonas bioambientales”*, el listado de los Departamentos de las provincias que conforman cada zona/s y subzona/s bioambiental. El proyecto de ley plantea el beneficio existente para la región de la Patagonia, la región de la Puna y Malargüe, incluyéndolos en las zonas bioclimáticas V y VI (fría y muy fría), con un nuevo plazo de 10 años que otorga previsibilidad. Además, incluye la zona bioambiental IV y la zona IIIa en el beneficio completo, que incorpora localidades y departamentos de 5 provincias.

La ampliación del régimen vigente para la región patagónica, Puna y Malargüe incorpora a los hogares de otras zonas del país que por condiciones climáticas tienen una importante demanda de gas. Del total de los nuevos beneficiarios y beneficiarias que se incorporan con este proyecto y que son aproximadamente 3,15 millones, el 55 % corresponden a fuerzas políticas diferentes a las del Frente de Todos. O sea, 1,7 millones pertenecen a las provincias de Córdoba y Mendoza, departamento General Pueyrredón, Bahía Blanca, Tandil, entre otras. Entre otras, la medida también comprende a San Nicolás, Olavarría, Junín, Pergamino, Pinamar, Azul, Tres Arroyos, Coronel Rosales, Trenque Lauquen y 9 de Julio. *“El Presidente de la Nación pidió que los subsidios lleguen a quienes tienen que llegar y para eso se está trabajando en conjunto con otras áreas del Estado, en la elaboración de una segmentación de perfiles para mejorar y los subsidios energéticos”*.

Ampliación del Fondo Fiduciario

Acerca del fondo fiduciario específico que, desde 2002, financia a quienes hoy tienen tarifa diferencial por zona fría (casi 850 mil usuarios) y su ampliación para cubrir a los nuevos usuarios (3,1 millones), Bernal aseveró que *“la ampliación de beneficios prevista en el proyecto de ley puede ser financiada enteramente con una variación del recargo actual de 4,46 %”*.

“El fondo fiduciario se creó en 2002 y en ese entonces el recargo sobre el precio del gas en boca de pozo, que se aplica sobre las ventas de gas que se realizan en todo el territorio nacional, era de cuatro milésimos de peso por metro cúbico (0,004 \$/m³). Con esa recaudación se financiaban las compensaciones.

En el año 2017, producto del incremento tarifario de la gestión Macri, el fondo fiduciario quedó muy descompensado, ya que los montos de las compensaciones crecieron exponencialmente al ritmo de los aumentos siderales del precio del gas y de la fijación de las tarifas producto de la RTI efectuada”.

Entonces, a fines de 2017, el gobierno de Cambiemos redefinió el recargo para solventar el régimen de zona fría como un porcentaje del precio

del gas en boca de pozo, encubriendo un aumento muy importante desde aproximadamente 0,1% (el equivalente de esos 0,004 \$/m³) hasta 2,58%.

Con el nuevo recargo, el régimen se autofinanció, aunque a expensas de reducir los aportes directos del Tesoro y cargarle esa diferencia a todos los usuarios y las usuarias del servicio público. Posteriormente, y al ritmo de los sucesivos aumentos tarifarios, el recargo debió corregirse al alza (aumentarlo), primero a 2,96% a fines de 2018 y luego a 4,46% en mayo de 2019. Y no solo eso, sino que en cada oportunidad el entonces oficialismo aprovechó para recortar el beneficio de la tarifa diferencial, primero a un 60 % del cuadro tarifario pleno, mientras que en octubre de 2018 al 50 % del cuadro pleno (valor actual).

Por cierto, el 4,46 % del recargo de 2019 es el valor vigente. Por ejemplo, tomando el caso de un usuario R1 de la subzona tarifaria Buenos Aires Norte (Naturgy BAN), que consume 20 m³, hoy paga \$ 6,68; y en el origen pagaba \$ 0,08, lo significa un incremento en pesos de 6,60.

“Si se tienen en cuenta los precios del gas y la aplicación del régimen tarifario de transición, se requeriría un

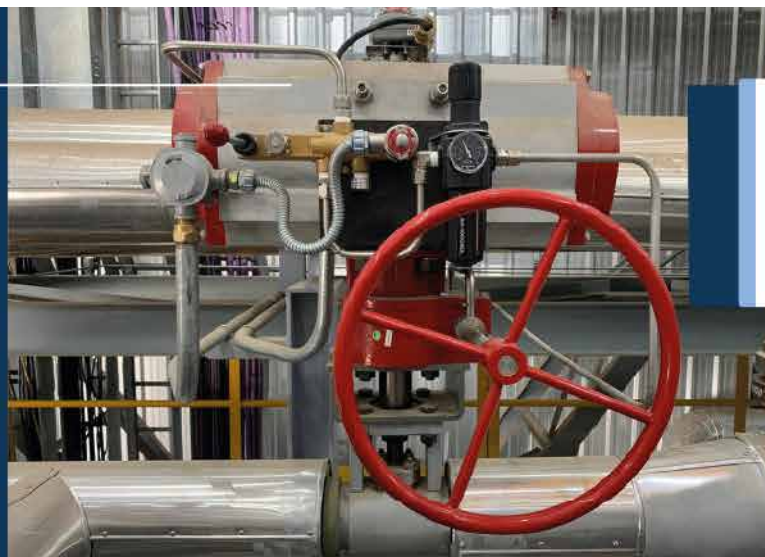
total de entre 26.000 y 29.000 millones de pesos para fundear el régimen vigente más la ampliación, lo cual podría conseguirse con un recargo del 5,44 por ciento”, refirió Bernal.

Y agregó que *“ello así, dado que los 849.965 beneficiarios actuales son cubiertos con 13.029 millones, quedando un excedente de 10.688 millones de pesos; y dado que cubrir la ampliación (3,1 millones de nuevos beneficiarios) requiere un adicional de 15.900 millones, de los cuales 10.688 ya son cubiertos por el citado excedente, quedan solamente por cubrir (recaudar) unos 5.211 millones”*.

Esos 5.211 millones por saldar son precisamente los que aporta el incremento del recargo del 4,46 % actual al 5,44 %. Consecuentemente, el régimen de zona fría seguiría autofinanciándose con lo recaudado por el recargo.

“En este proyecto de ley se propone incorporar más de 3 millones de nuevos beneficiarios, con un incremento de tan solo un punto porcentual, aprovechando el excedente citado para extender el beneficio a 3,1 millones de beneficiarios (cerca de 13 millones de personas o 28% de la población)”, concluyó.

Enfocados en mantener las operaciones en su mayor rendimiento, Valvtronic-Bray cuenta con una línea de productos de alta performance diseñados para el manejo de fluidos. Aportamos soluciones a medida para el mercado energético.



NOS MUEVE LA MISMA ENERGÍA

Bray

VALVTRONIC®

La petrolera estatal anotó récord en perforación de pozos en Mayo

YPF aumentará la producción del yacimiento Vaca Muerta

La perforación de pozos para la producción de hidrocarburos en la formación geológica Vaca Muerta (mayoritariamente en territorio del Neuquén) marcó en mayo último un record histórico de etapas de fractura: 1.081 etapas, 512 de las cuales fueron realizadas por YPF, destacó el informe periódico del Centro de Estudios de Energía, Política y Sociedad CEEPYS.

El informe referido puntualiza además que:

1. La producción de petróleo a nivel nacional en abril se ubicó en 502.486 barriles por día, aumentando un 1,1 % con respecto a marzo. Esto representa un aumento del 9 % respecto a abril de 2020, cuando los efectos de la pandemia redujeron dramáticamente el consumo de petróleo.

2. La producción de petróleo no convencional aumentó 1,9 % respecto a marzo y 53,6 % respecto a abril de 2020, alcanzando los 152.745 barriles por día (bpd).

3. La producción de gas a nivel nacional se mantuvo estable, descendiendo apenas 0,2 % respecto al mes anterior, y bajando un 2,2 % respecto a abril de 2020, alcanzando los 114,176 millones de m3 por día.

4. La producción de gas no convencional bajó un 2,7 respecto a marzo y tuvo un descenso de 3,5% respecto a abril de 2020, ubicándose en 47,670 millones de m3 por día, lo que representa el 41,75 % de la producción total.

5. La generación de energía eléctrica tuvo un descenso del 11,8 % respecto a marzo, alcanzando los 10.143 GWh. La generación térmica convencional representó el 67 % del total mientras que la generación por ciclo combinado alcanzó el 84% del total térmico. La generación eólica representó el 9,5 % del total y la solar el 1,4 %.

Analítico

1. La producción de petróleo de YPF se mantuvo estable, aumentando un 0,2 % respecto a marzo, alcanzando los 236.921 bpd. La producción de petróleo de YPF representa el 47,15 % del total de la producción nacional, aumentando levemente su participación.

2. En mayo, Vaca Muerta marcó un record histórico de etapas de fractura ya que se realizaron 1.081 etapas. YPF

se mantuvo como Número 1, habiendo realizado 512 etapas de fractura.

3. La producción de gas en el país y en Vaca Muerta disminuyeron levemente respecto a marzo, aunque YPF, Total y PAE lograron aumentos de producción respecto al mes anterior. El gas de Vaca Muerta representó el 41,75 % del total.

4. La producción de petróleo de Vaca Muerta sigue aumentando de manera sostenida y en abril su participación en la producción total aumentó respecto a marzo. Pasó del 27,77 % al 30,34 %.

5. La generación térmica sigue siendo la principal fuente utilizada para satisfacer la demanda en nuestro país, seguido por la hidráulica, aunque la generación renovable casi igualó a la hidráulica en el mes de abril, ubicándose sólo 2 % debajo de aquella.

Los aumentos de producción programados por la OPEP+ llevaron a que la producción de crudo de los países de la alianza entre la OPEP y Rusia y aliados alcanzara los 25,5 millones de barriles por día en mayo de 2021, la mayor producción mensual desde abril de 2020.

Como resultado, el suministro mundial de petróleo alcanzó un estimado de 95,0 millones de bpd en comparación con la demanda de 96,2 millones de bpd, lo que resultó en una utilización de las existencias mundiales de aproximadamente 1,2 millones de bpd. Esto se vio reflejado en el aumento del precio del barril.

En su reunión del 1 de junio, la OPEP+ reafirmó su compromiso de continuar con los aumentos de la producción en los próximos meses. Sin embargo, la EIA supone que el cumplimiento de los recortes de producción establecidos en el acuerdo se deteriorará en la segunda mitad de 2021 y que los países de la OPEP+ no recortarán la producción para compensar el aumento de la producción de crudo de Irán.

La EIA espera que la producción de crudo de la OPEP aumente, con un promedio de 28,7 millones de bpd en el cuarto trimestre y 26,9 millones de bpd para todo 2021.

3. La OPEP prevé en su último informe de junio que la demanda mundial de petróleo se acelerará en el segundo semestre, alcanzando los 99,0 millones de bpd, un aumento importante en com-

paración con 94,1 millones de bpd del primer semestre. Se espera que la demanda en los países OCDE crezca 3,1 millones de bpd mientras que en el resto de los países crecerá alrededor de 3,0 millones impulsado por China, India y el resto de Asia.

4. La Agencia Internacional de Energía prevé que la demanda mundial de energía aumente 4,6 % en 2021, más que compensando la contracción del 4 % en 2020 y empujando la demanda 0,5 % por encima de los niveles de 2019.

Casi el 70 % del aumento proyectado en la demanda mundial de energía se encuentra en los mercados emergentes y las economías en desarrollo, donde se prevé que la demanda aumente un 3,4 % por encima de los niveles de 2019.

El uso de energía en las economías avanzadas está en camino de estar 3 % por debajo de los niveles anteriores al Covid-19.

5. Según la Agencia Internacional de Energía, la demanda de todos los combustibles fósiles crecerá significativamente en 2021. Se proyecta que la demanda de carbón por sí sola aumentará en un 60% más que todas las energías renovables combinadas, lo que provocará un aumento de las emisiones de casi el 5 %, o 1 500 Mt.

Este aumento esperado revertiría el 80 % de la caída en 2020, y las emisiones terminarían solo 1.2 % (o 400 Mt) por debajo de los niveles de emisiones de 2019, indicó el informe.

Tenaris inició operaciones de fractura hidráulica



Se están llevando a cabo en el yacimiento de gas no convencional Fortín de Piedra, en la provincia de Neuquén. En marzo la compañía anunció la adquisición de equipos de fractura hidráulica, Coiled Tubing y wireline a Baker Hughes en Argentina.

Tenaris dio inicio a sus operaciones de fractura hidráulica en Vaca Muerta, el segundo reservorio mundial de shale gas y el cuarto de shale oil. De esta manera, la compañía con más de 60 años de trayectoria en el mercado energético sigue ampliando su oferta de servicios a clientes de la región.

A junio ya se concretaron 90 fracturas en 3 pozos con muy buenos indicadores de eficiencia, acompañando el incremento de los niveles de producción del yacimiento de gas no convencional Fortín de Piedra, operado por Tecpetrol. Esto significó una puesta a punto y operación en tiempo récord, tras la adquisición de equipos de fractura hidráulica, Coiled Tubing y wireline de Baker Hughes en Argentina en el mes de marzo.

“Este es un proyecto clave, no solo porque expande nuestra participación en el mercado de servicios de completamiento no convencional y apuesta el desarrollo de Vaca Muerta; sino que también demuestra la capacidad de Tenaris de continuar ofreciendo innovación y sinergias en la industria energética”, expresó Javier Martínez Álvarez, presidente de Tenaris para el Cono Sur.

Tenaris es la empresa fabricante líder de tubos y servicios relacionados para la industria de la energía mundial. La compañía tiene presencia en 18 países con plantas productivas, y una red de distribución mundial presente en más de 30 países, empleando un total de 19.000 personas en todo el mundo. Contamos también con una red de 5 centros de I+D enfocados en la mejora de nuestra cartera de productos y nuestros procesos de producción.

Desarrollo, Tecnología e Innovación
Transporte marítimo y fluvial de petróleo crudo y subproductos, remolcadores de puerto y remolcadores offshore.

Antares Naviera

Development, Technology and Innovation
Marine and fluvial transportation of crude oil and byproducts, harbour towage and offshore vessels services.

Edificio Torre Bouchard | Tel. Fax: 54 11 4317 8400/8403
Bouchard 547 | Piso 21 | C1066ABG | Buenos Aires | ARGENTINA
antaresnaviera.com

Esta realización se enmarca en el plan de desarrollo a gran escala que la compañía anunció a finales de 2018

Shell triplicó su capacidad de procesamiento de hidrocarburos en Vaca Muerta

Shell Argentina puso en funcionamiento su segunda planta de procesamiento de petróleo y gas en Sierras Blancas, área de la formación Vaca Muerta, en Neuquén, lo que permite a la compañía triplicar su capacidad instalada de producción ya que suma 30.000 barriles de petróleo diarios a los 12.000 bpd actuales, totalizando entonces hasta 42.000 bpd.

El presidente de Shell, Sean Rooney, destacó al respecto que “con esta planta abrimos paso al desarrollo a gran escala de nuestros bloques”, y remarcó que “dar este salto tan importante en el contexto actual refleja que nuestro compromiso por el desarrollo de Vaca Muerta se mantiene firme a largo plazo, más allá de las coyunturas”.

Del acto inaugural participaron además el gobernador de la provincia del Neuquén, Omar Gutiérrez, el ministro de Energía, Alejandro Monteiro, y Alberto Saggese, presidente de la provincial GyP, socia de Shell en los bloques de Sierras Blancas, Cruz de Lorena y Coirón Amargo Sur Oeste.

La nueva Central Processing Facility (CPF) puesta en marcha está emplazada junto a la anterior Early Production Facility (EPF), en el bloque Sierras Blancas, y presenta un funcionamiento similar, aunque con el triple de capacidad de procesamiento. A esta planta se destinará la producción de los bloques que opera Shell Argentina en la zona para su separación, procesamiento e inyección en los ductos de transporte.

Esta realización de Shell Argentina se enmarca en el plan de desarrollo a gran escala que la compañía anunció a finales de 2018 para los blo-



ques de Sierras Blancas, Cruz de Lorena y Coirón Amargo Sur Oeste (CASO), en la ventana de petróleo de Vaca Muerta. Shell Argentina lleva perforados más de 50 pozos en Vaca Muerta y cuenta con una producción de 15.000 barriles diarios promedio, que le permitió alcanzar el abastecimiento pleno de la EPF a fines de 2020.

En los próximos años, la compañía perforará un promedio de 30 nuevos pozos anualmente para abastecer la nueva planta y continuar con su plan de desarrollo.

Rooney sostuvo que “este es un momento muy importante para nuestra historia en el país. La obra que hoy inauguramos es parte de la decisión de desarrollo tomada en 2018 que ya está empezando a verse”.

“Esta planta es parte de un complejo de 120 pozos, un oleoducto y otra infraestructura para nuestro proyecto de desarrollo en Sierras Blancas, Cruz de Lorena y Coirón Amargo Sur Oeste”, describió.

El directivo destacó que “esto es fruto de un trabajo de equipo, bien planificado y ejecutado, en medio de desafíos inéditos.

Cuando comenzamos hace más de dos años no podíamos anticipar todo lo que iba a suceder con la pandemia, la caída de la demanda y de los precios y otros asuntos. Pero con más de 100 años en el país, Shell tiene bastante experiencia y capacidad para enfrentar estas situaciones”.

“Los trabajadores que construyeron esta planta fueron más de 3.000, en días pico más de 700 en simultáneo, 99 por ciento mano de obra argentina, trabajando en células, con barbijo, con protocolos especiales por el COVID, y a pesar de todo conseguimos hacer la planta de una manera segura, sin incidentes”, remarcó.

Rooney hizo hincapié en que “es una nueva planta novedosa, con el triple de capacidad de la EPF que inauguramos en 2016, pero con 30% menos de espacio, es decir, con un menor impacto. Es

una de las mejores en términos de eficiencia de emisiones”.

“Estamos obteniendo los resultados esperados de los pozos, ganando eficiencia y competitividad a niveles similares a los de Estados Unidos, trayendo experiencias y aprendizajes de esos activos”, comparó.

Y explicó que “el foco en los próximos años está puesto en la perforación de más de 30 pozos anuales para llevar la producción a los 30.000 barriles diarios a fines de este año, más del doble de la cantidad con que arrancamos el 2021, y 42.000 barriles diarios en el año próximo”.

“Hemos hecho inversiones por más de 1.000 millones de dólares en los últimos años, arriba de los 300 millones de dólares por año”, afirmó.

“Pero estos bloques tienen potencial de producir más de 70.000 barriles por día si las condiciones y los precios están dados. Podemos construir otra planta como la que estamos anunciando hoy en el futuro”, enfatizó.

Rooney afirmó al respecto que “esperamos exportar más. Ya hemos exportado 4 buques de crudo Medanita y cada buque está recibiendo mejor precio porque los mercados internacionales están reconociendo la calidad del Medanita”.

A su turno, el gobernador Gutiérrez destacó “la continuidad del desarrollo de la inversión que ha llevado adelante Shell, la convicción que tiene en el potencial de la cuenca”.

“Esta inversión de 80 millones de dólares que está llevando adelante Shell tiene todo un correlato. Es muy importante lo que está haciendo la compañía y ha mantenido firme el rumbo en el medio de una pandemia”.

El mandatario neuquino puntualizó respecto de la evolución de los trabajos en la cuenca que “se está alcanzando niveles de eficiencia muy similares a los de Estados Unidos, innovación en perforación, promedios de 9,2 etapas de fractura. Hay ocho áreas en desarrollo sobre 41 concesiones en Vaca Muerta, tres son de Shell”.

Shell está presente en el país hace más de 105 años, y en el negocio del Upstream en Argentina desde 2012 cuando comenzó la exploración y subsiguiente explotación de reservorios de petróleo y gas no convencionales en la Cuenca Neuquina.

En la actualidad opera en Vaca Muerta los bloques de Sierras Blancas, Cruz de Lorena, Coirón Amargo Sur Oeste y Bajada de Añelo, y mantiene un porcentaje de participación en el bloque Bandurria Sur, operado por YPF, y en Rincón La Ceniza y La Escalonada, operados por Total Energies.



**COMPLIANCE
NORMATIVO
Y CORPORATIVO**

MÓDULOS del sistema

- Configuración de instalaciones
- Configuración de elementos y actuaciones
- Acceso a proveedores
- Aplicación Mobile
- Gestión documental
- Alertas
- Cuadro de mandos
- Emisión de reportes e informes
- Integración con otros sistemas



Desarrollado por:



España
(+34) 91 541 97 11
info.es@grupomost.com

Argentina
(+54) (011) 4314 7766
info.es@grupomost.com

www.grupomost.com/geins
www.gestordemantenimiento.com

Las compañías acordaron una inversión de US\$ 250 millones

Vista y Trafigura Argentina se unen para acelerar el desarrollo de pozos

Vista Oil & Gas y Trafigura Argentina anunciaron la firma de un acuerdo de inversión conjunta para el desarrollo de veinte pozos en el bloque Bajada del Palo Oeste. Esta inversión conjunta alcanza los 250 millones de dólares aproximadamente y representa una importante inyección de capital en Vaca Muerta, una de las formaciones de shale más importantes del mundo, ubicada en la Patagonia argentina.

Vista es el tercer productor de crudo de la Argentina y el segundo mayor operador de shale oil del país, y opera el bloque Bajada del Palo Oeste hace más de dos años. Este es el primer acuerdo estratégico que Vista realiza con otra compañía para acelerar el desarrollo de su principal bloque de shale oil, que cuenta con 28 pozos en producción.

Trafigura es una de las principales compañías comercializadoras de materias primas en el mundo, con más de 6 millones de barriles de petróleo comercializados diariamente. En Argentina es propietaria y operadora de la Refinería de Bahía Blanca, la terminal de Campana y de Puma Energy, la red de más de 350 estaciones de servicio y 50 agroservicios.

Trafigura invertirá alrededor de 75 millones de dólares de los cuales 25 millones de dólares son en concepto de precio de compra del 20 por ciento de la participación en la producción de los pozos objeto del acuerdo, y la diferencia es la contribución del 20 por ciento de las inversiones para el desarrollo de los mismos.

Vista será la operadora de los pozos, conservará el 80 por ciento de la producción, y contribuirá con el 80 por ciento de las inversiones.

“Este acuerdo revalida la performance de nuestra compañía y el equipo de gestión de excelencia, que nos permiten liderar el desarrollo en Vaca Muerta y ser el partner of choice de compañías globales para el desarrollo del shale en la Argentina, con operaciones cada vez más seguras, eficientes y sustentables”, destacó el Presidente y CEO de Vista, Miguel Galuccio. Y agregó: *“También contribuirá a generar más producción, y así seguir expandiendo las exportaciones de energía fun-*



damentales para la generación de divisas que necesita el país; preservando y abasteciendo siempre el mercado local”. *“Esta alianza nos permite fortalecer nuestro negocio en Argentina e integrar*

el abastecimiento de crudo para nuestra refinería y el posterior suministro de combustibles para nuestra red de estaciones de servicio, clientes mayoristas y el mercado de exportación de países li-

mitrofes”, indicó Martín Urdapilleta, Gerente General de Trafigura Argentina. *“Nuestro acuerdo estratégico con Vista contribuirá con el desarrollo de Vaca Muerta, manteniendo la excelencia operacional y el cumplimiento con los más altos estándares de seguridad y medioambiente. Esta iniciativa forma parte del ambicioso plan de inversiones de Trafigura para Argentina que inició en 2013 y que tenemos previsto seguir ejecutando en los próximos años, reafirmando así nuestro compromiso a largo plazo con el país”,* concluyó Martín Urdapilleta. Bajo el mismo acuerdo, Vista se comprometió con Trafigura al abastecimiento de 380.000 barriles de crudo por mes para su refinería de Bahía Blanca, por un término de 18 meses.

Disponen asistencia económica por \$ 950 millones para subdistribuidoras de gas

La Secretaría de Energía de la Nación estableció una *“asistencia económica transitoria”*, estimada en \$ 950 millones, para las compras de gas natural que realizan 64 subdistribuidoras de todo el país.

A través de la resolución 507/2021 publicada en el Boletín Oficial, se indicó que tal asistencia *“consistirá en el reconocimiento del 25% de la facturación que en concepto de compra de gas natural –neto de impuestos– abonen mensualmente las subdistribuidoras”,* que fueron enumeradas en un Anexo de la citada norma, *“durante el período mayo a noviembre de 2021, multiplicado por el volumen de gas natural subdistribuido en cada mes”*.

La resolución determina además que *“para acceder a los beneficios, las subdistribuidoras listadas deberán presentar la documentación respaldatoria suficiente que acredite el precio y el volumen pagado a la distribuidora zonal en cada uno de los períodos”* que abarca la medida.

En los considerandos de la resolución, enmarcada en la ley 27.541 de emergencia pública en materia sanita-

ria, vigente hasta el 31 de diciembre próximo, se hace referencia a que las subdistribuidoras nucleadas en la Federación de Subdistribuidores de Gas de la República Argentina (FESUBGAS) y el Instituto de Subdistribuidores de Gas (ISGA) presentaron una Nota en marzo último ante el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), informando *“su delicada situación financiera, solicitando medidas paliativas para el sector”*.

Asimismo, FESUBGAS e ISGA presentaron otra Nota en mayo ante la Subsecretaría de Hidrocarburos *“en la que reiteraron la delicada situación financiera en la que se encuentran, acompañando un listado de las 64 subdistribuidoras.”*

En rigor, estas empresas venían reclamando desde su participación en la Audiencia Pública que se realizó en marzo para tratar el tema de las tarifas del transporte y la distribución del gas natural por redes, con vistas a su descongelamiento luego de dos años. Advirtieron sobre su delicada situación económica y financiera en el contexto de la pandemia del Covid 19, y pidie-

ron ser tenidas en cuenta por el gobierno. Se trata en su mayoría de empresas que operan bajo la forma de cooperativas.

“Encontrándose esta Secretaría facultada a dictar todos los actos administrativos que fueren necesarios a efectos de establecer un mecanismo de transición, corresponde en este acto disponer de una asistencia financiera temporal que coadyuve a la continuidad de la prestación del servicio de subdistribución de gas natural”, señala la resolución 507. Esta decisión resulta complementaria de las modificaciones tarifarias dispuesta a principios de junio para las distribuidoras de gas por redes domiciliarias (VAD, del 6 % promedio) y la decisión de no modificar el cargo por transporte del gas.

En cualquier caso lo dispuesto por el Enargas (organismo descentralizado en el ámbito de la Secretaría de Energía) quedó lejos de las aspiraciones de las operadoras del servicio, en el marco de un esquema de *“tarifas de Transición”* hasta el 2022, cuando debería definirse una nueva Revisión Tarifaria Integral (RTI).



SOLUCIONES INTEGRALES PARA GAS Y PETRÓLEO



40 AÑOS DE
CRECIMIENTO

www.meip.com.ar

Para mejorar la provisión del fluido a partir de 2022, esboza el proyecto de promoción de inversiones

Energía planea nueva ronda del Plan Gas Ar

La Secretaría de Energía tiene como objetivo con este nuevo plan detener la caída del 8% anual que viene registrando la producción de gas natural y revertir la tendencia

El secretario de Energía de la Nación, Darío Martínez, afirmó respecto de la provisión de gas natural local que “estamos estudiando la convocatoria a una nueva ronda del Plan Gas.Ar para mejorar la provisión de gas de invierno a partir de 2022, asegurando producción y contractualización”.

“También está bajo análisis la posibilidad de subastar un escalón más en el volumen fijo anual”, agregó, en relación a la subasta realizada este año por 70 millones de metros cúbicos diarios.

“Asumimos la Secretaría de Energía con una producción de gas en franco declino del 8 % anual. Nos pusimos como objetivo detener esa pendiente de la producción de gas nacional para después comenzar a revertir esa tendencia y pusimos en marcha el Plan Gas.Ar”, comentó.

El Secretario, ex diputado nacional del FDT por Neuquén, sigue con especial atención lo que ocurre en esa provincia gobernada por el MPN.

Acerca de la producción

de gas en Vaca Muerta refirió que “respondieron los trabajadores, las empresas productoras, las pymes y las empresas regionales, trabajando a un ritmo tan intenso que se batieron récords de fracturas en marzo y, luego de la parálisis de la actividad derivada del conflicto social (en Neuquén), otra vez con un ritmo de gran intensidad en mayo”.

“Recuperamos esos 24 días (de parate) con esmero y una responsabilidad que permitieron que hoy ya no haya ningún efecto.

Hubo una pequeña caída en la producción comprometida de aproximadamente 1 millón de m3 diarios durante mayo, que ya fue corregida y recuperada” afirmó Martínez en declaraciones que formuló en una disertación (virtual) en las Jornadas de Energía, del Diario Río Negro, reproducidas en un comunicado de la Secretaría.

Sistema de Gasoductos Transport.Ar

Asimismo, el funcionario

sostuvo que “para dinamizar la producción nacional es fundamental aumentar la capacidad de transporte, desde las regiones productoras hasta los centros de consumo, y tener conexiones con países limítrofes que sean potenciales compradores de nuestro gas”.

Y al respecto agregó que “diseñamos un sistema de gasoductos que tiene por objeto sustituir todas las importaciones de GNL, reemplazar la declinante producción boliviana, y abastecer con gas natural a todas las centrales térmicas para reemplazar la utilización de combustibles líquidos nacionales y, básicamente, importados”.

“Aunque aún sean cálculos previos, este sistema de gasoductos y obras complementarias tiene por fin ahorrar 1.150 millones de dólares anuales de divisas por sustitución de importaciones, y producir un ahorro fiscal anual de unos 600 millones de dólares”, comentó.

Martínez describió que “se trata de obras que refuerzan el Gasoducto San Martín para aumentar la capacidad de transporte del gas de la Cuenca Austral, un nuevo Gasoducto Central desde Traiyén, pasando por Salliqueló hasta Ramallo o San Jerónimo, y la ampliación de la capacidad de transporte hasta Uruguayana”.

Asimismo, detalló que se diagramaron “refuerzos en tramos finales del GBA, una repotenciación del GNEA hasta Salta, un gasoducto entre La Mora y Tío Pujio, y la reversión del Gasoducto Norte, que se hará en etapas congruentes con la necesidad de continuar trayendo el gas desde Bolivia”.

Martínez sostuvo que “con este diseño, hemos firmado un Memorandum de Entendimiento en el marco del acuerdo binacional entre Argentina y China, con un consorcio de empresas chinas encabezado por Power China, quienes ya están elaborando los proyectos ejecutivos”. “Una vez finalizados, agregó, deberán ser aprobados por la Secretaría de Energía para costearlos y recibir una propuesta de financiamiento que será analizada con el Ministerio de Economía, la Secretaría de Financiamiento y el Presidente”.

Promoción de inversiones hidrocarburíferas.

Martínez comentó además que “luego del primer año de pandemia del Covid-19 y la recuperación de los precios de la energía desde el derrumbe de la demanda mundial de petróleo en el primer semestre de 2020, el Presidente (Alberto Fernández) nos instruyó para que

aceleremos la elaboración de una herramienta que permita hacer fluir las inversiones necesarias para escalar la producción nacional de hidrocarburos y de sus productos derivados”.

Además, dijo, “nos recomendó multiplicar sus exportaciones, generar un flujo creciente y positivo de divisas, generar empleos, y alentar el desarrollo de las regiones productoras, con creciente participación en la industria petrolera de pymes locales y empresas regionales”.

El funcionario describió que “trabajando junto al Ministerio de Economía y a la conducción de YPF, ya hemos hecho una primera ronda de conversaciones con las autoridades provinciales, con las empresas productoras, con los gremios y con las organizaciones de pymes, recibiendo de ellos las ideas sobre los aspectos centrales que una herramienta como esta ley debería tener”.

“Hemos elaborado un borrador con una estructura básica y algunas alternativas que deben aún ser validadas por las máximas autoridades nacionales. Luego volveremos a conversar con todos los principales actores y finalmente redondearemos un proyecto de ley que esperamos tenga consenso y respaldo y que, básicamente, logre los resultados que es-

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



ENTIDADES ADHERIDAS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

C.E.GNC
Cámara de Expendedores de GNC

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

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

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

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

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

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

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

tamos persiguiendo". El proyecto, añadió Martínez, apunta a garantizar estabilidad en materia fiscal, arancelaria y cambiaria, así como de las normas regulatorias. "Abarca instrumentos destinados a promover la producción y exportación de petróleo, garantizando simultáneamente el abastecimiento de la demanda interna y la exportación de una proporción variable y creciente en relación a incrementos individuales y colectivos de producción, y de otros aspectos como grado de cobertura del mercado interno y esfuerzo por sostener la producción convencional".

"En materia de gas natural, garantiza el abastecimiento de la demanda interna a través de contractualizaciones plurianuales, y potencia y garantiza exportaciones firmes por complementación estacional y por producción excedente", esbozó.

"En ambos casos (crudo y gas), resaltan mecanismos automáticos de exportación en firme garantizada y la posibilidad de mantener un porcentaje de divisas en el exterior para saldar compromisos de repago de financiamiento o importaciones vinculadas con las inversiones realizadas", comentó, Asimismo, agregó, se establecen mecanismos de tratamiento diferencial en materia de Impuesto a las Ganancias, IVA y derechos de importación, garantizando la exportación en firme y la disponibilidad de divisas para proyectos especiales con pisos mínimos de inversión destinados a exploración de gas y petróleo convencional, producción no convencional, depósitos subterráneos de gas natural, medianos y grandes proyectos de GNL en toda su cadena, otros grandes proyectos de industrialización del gas natural y destinados a la producción off shore Martínez dijo que el proyecto en elaboración comprende también estímulos destinados a la extracción incremental en pozos de baja productividad y premia especialmente los proyectos y las acciones que cuiden el ambiente y disminuyan o mitiguen la emisión de gases de efecto invernadero.

Tarifas

Con relación a la política tarifaria para el sector, el Se-



cretario afirmó que "el Gobierno tiene decidido avanzar en mecanismos que optimicen la asignación de los recursos del Estado, dirigiendo los subsidios en materia de energía a las familias que efectivamente lo necesitan, en función de criterios socioeconómicos que valoren la capacidad que le otorga su nivel patrimonial y de ingresos, para satisfacer sus necesidades de desarrollo humano".

Estos mecanismos, añadió, se basan en una vinculación de múltiples bases de datos que, preservando los secretos fiscales y bancarios, permitan segmentar la asignación de subsidios de la forma más directa posible a la demanda y vinculando de la manera más eficiente los medidores de cada vivienda con las capacidades en materia patrimonial y de ingresos de los grupos familiares que allí habitan.

"El problema de su aplicación, señaló, radica en el grave momento socioeconómico en el que nos tocó asumir, sumado a la agudización de esas condiciones para la mayoría del pueblo argentino. Es por este motivo que el Gobierno decidió, entre otras medidas para proteger o amortiguar los efectos económicos de la pandemia, tratar de no sumar mayores problemas a las familias con aumentos tarifarios este año".

"Está claro que la idea del Gobierno es alinear las tarifas con la evolución de los

ingresos. En este semestre estamos trabajando para perfeccionar el sistema de bases de datos para que, tomada la decisión política, tengamos la mejor herramienta posible para asignar subsidios de la manera más eficiente".

Represas

En 2023 se produce el vencimiento de las concesiones de las hidroeléctricas del Limay y el Neuquén. "Por instrucción del Presidente, estamos analizando el camino a seguir y evaluando las distintas opciones", afirmó Martínez. "Ese análisis incluirá indefectiblemente una auditoría integral en materia técnica, de estructuras, financiera, de relevamiento de activos, así como de inversiones necesarias. Este trabajo se constituirá en una herramienta útil para la toma de la decisión", explicó.

Martínez sostuvo que "la matriz energética de una Nación debe estar diseñada en función de sus propios intereses y objetivos y en base al desarrollo de su propia tecnología para el aprovechamiento diversificado de las distintas fuentes disponibles, pero siempre optimizando los recursos más abundantes. Entonces, aportar la energía en cantidad y calidad necesaria para el desarrollo económico y el bienestar de su población, al menor costo posible, es el objetivo central", remarcó.

GeoPark y el Centro PyME-ADENEU

Capacitarán a proveedoras hidrocarburíferas

GeoPark Argentina y el Centro PyME-ADENEU rubricaron un convenio y a mediados de julio iniciarán el "Programa de colaboración para el desarrollo de la cadena de valor y fortalecimiento de empresas pymes de Plaza Huincul y Cutral Co". El ciclo de capacitaciones contemplado en dicho programa será ejecutado de forma conjunta por Centro PyME-ADENEU, organismo dependiente del Ministerio de Producción e Industria, y GeoPark Argentina.

El convenio fue firmado por Facundo López Raggi, ministro de Producción e Industria, en calidad de presidente de Centro PyME-ADENEU y Santiago Cichero, gerente de Activo Sur de GeoPark Argentina, y se establecen como objetivos contribuir, promover y estimular el desarrollo y competitividad de las pymes y emprendedores mediante un plan de actividades de formación y capacitación.

López Raggi manifestó que "el acuerdo con GeoPark es uno de los primeros que firmamos a través del Centro PyME-ADENEU para el desarrollo de proveedores, una línea de trabajo importante para el entramado pyme de las empresas vinculadas a la cadena de valor hidrocarburífera, que son más de 1.200 empresas".

Señaló que "ojalá todas las empresas operadoras y de servicios especializados tuvieran programas que contemplen a las empresas locales y que pudiéramos trabajar en conjunto en capacitación y asistencia técnica para la mejora de la eficiencia, de la productividad y de la calidad. En definitiva, de la competitividad de cada una de las empresas y de Vaca Muerta".

GeoPark Ltd. es una firma de exploración de petróleo y gas que concentra su actividad en Latinoamérica con operaciones en Chile, Colombia, Brasil y Argentina.

El ministro de Producción e Industria recordó que, en el marco del impulso a la cadena de valor hidrocarburífera local, "el gobierno provincial tiene hace varios años en práctica la Ley de Compre Neuquino para el sector hidrocarburífero y minero, actualmente la Ley 3032, para la que hemos presentado un proyecto de modificación en la Legislatura, que apunta a ampliar la cantidad de Empresas Certificadas Neuquinas".

Las capacitaciones del programa a implementar con GeoPark estarán relacionadas a la elaboración de un proceso competitivo robusto, la definición de estrategias comerciales, interpretación de contratos, oferta y demanda (conceptos generales sobre los precios y estrategias de corto y largo plazo), costos, medición de desempeño de proveedores y cómo alcanzar los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) en la industria del petróleo y gas, entre otros.

Los activos adquiridos comprenden más de 20 yacimientos en áreas por más de 4.600 km²

CGC adquirió activos de Sinopec y eleva su producción a 50 mil bep diarios

Compañía General de Combustibles S.A. (CGC), que tiene por accionista mayoritaria al Grupo Eurnekian, concretó la compra de Sinopec Argentina Exploration and Production, operación que le permite incrementar producción a más de 50.000 barriles equivalentes de petróleo diarios (boe/d), llevando su mix de producción total a 63 % en gas y 37 % en petróleo, siendo su mix antes de esta adquisición de 85 % y 15 % respectivamente. En términos de reservas probadas repercutirá en un incremento de más del 50 % para la compañía (de 59 MM boe a 90 MM boe).

Los activos de Sinopec Argentina comprenden más de 20 yacimientos en áreas por más de 4.600 km², la mayor parte de ellos ubicados en la Cuenca del Golfo de San Jorge y también en la Cuenca Cuyana. Además, tiene participación en Tormap, la operadora de las terminales portuarias de Caleta Olivia (Santa Cruz) y Caleta Córdova (Chubut).

CGC es una compañía que acaba de cumplir 100 años en



la Argentina. Estaba produciendo 8.500 boe/d cuando a principios de 2013 el holding Corporación América (Eurnekian) adquirió el control de la compañía. Su socia en CGC, con el 30 % restante de

las acciones, es Sociedad Comercial del Plata, grupo económico argentino que cotiza en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

Sinopec Argentina es una subsidiaria de Sinopec International Exploration and Production Corporation (SIPC), compañía de origen chino dedicada a la exploración y producción de petróleo y gas con operaciones en Asia, África, Europa y América.

En 2015, CGC dio otro paso relevante en su crecimiento al adquirir los activos de Petrobras Argentina en la Cuenca Austral, en el sur de la provincia de Santa Cruz. Esto posicionó a la compañía como el operador más importante de dicha cuenca en esa provincia, con una producción de 20.000 boe/d.

Entre 2015 y 2020, mediante un agresivo plan de inversiones, CGC logró triplicar la producción de gas, desarrollando exitosamente los yacimientos no convencionales de tight gas de Campo Indio y El Cerrito. Así, a fines de 2019, CGC alcanza-

ba una producción record de 37.000 boe/d.

Con la adquisición de Sinopec, CGC superará los 50.000 boe/d. que se conforman por 3.150 metros cúbicos día de petróleo, y 5,680 Mm³ de gas natural diarios. El área total de concesión supera los 28.400 kilómetros cuadrados. En la Cuenca Austral, CGC ejecutó la campaña exploratoria más ambiciosa de las últimas dos décadas, con más de 1.600 km² de sísmica 3D y la perforación de 21 pozos exploratorios. Además, y con el objetivo de maximizar sus posibilidades de comercialización de gas, avanzó en la planificación y ejecución del Proyecto de Almacenamiento de Gas Subterráneo Sur Río Chico, pionero en la Cuenca Austral. CGC es, además, una de las principales operadoras de transporte de gas del país a través de sus participaciones accionarias en TGN, GasAndes y TGM. con 7.540 km de gasoductos en el país y con interconexiones con Brasil, Chile y Bolivia.

El presidente y CEO de

CGC, Hugo Eurnekian, se refirió a la importancia que tiene esta transacción, “ya que reafirma la visión de CGC de continuar invirtiendo y creciendo en Argentina”.

“Estamos convencidos del enorme y diverso potencial que ofrece la geología de nuestro país, no sólo en shale sino especialmente en tight y en convencional: este paso que estamos dando es una prueba de ello”, afirmó, y destacó que “estamos felices de que este nuevo hito en nuestro crecimiento se produzca en Santa Cruz, una provincia de la que nos sentimos parte y donde CGC esta presente hace casi 30 años”. En un comunicado, la compañía destacó “el trabajo conjunto de todas las personas involucradas en la concreción de esta operación, que fue buscada y planificada durante mucho tiempo, y que abre importantes proyecciones a futuro tanto para la compañía como para el país”. No se informó oficialmente el monto de la operación. En una nota elevada a la Comisión Nacional de Valores (CNV), a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, y al Mercado Abierto Electrónico (MAE), CGC informó la operación de adquisición “de la totalidad del capital social y votos de Sinopec Argentina Exploration and Production Inc., una sociedad constituida (en 1989) bajo las leyes de las Islas Caimán, que a través de subsidiarias se dedica a la exploración y explotación de hidrocarburos en la Argentina”.

CGC es parte de Corporación América Internacional, un grupo económico de origen argentino, que invierte desde hace tres décadas tanto en Argentina como en Sudamérica y Europa en sectores como aeropuertos, infraestructura, tecnología y energía.

Desde que fue adquirida por Corporación América en 2013, CGC lleva invertidos más de US\$ 1.500 millones en el desarrollo de la energía de la Argentina, se afirmó.



CABLES DE ACERO
ESLINGAS
ACCESORIOS

Crosby Distribuidor oficial
para Argentina y Brasil

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

IPH[®]

(5411) 4469-8100
www.iphglobal.com

energía  humana
en acción[™]

De acuerdo al informe de CECHA la abrupta caída corresponde al mes de Mayo

Venta de naftas bajó 13,6 % y de gasoil 3,2%

Según un informe publicado por la Confederación de Entidades del Comercio de Hidrocarburos y Afines (CECHA), en el mes de mayo se registró una fuerte caída en las ventas de combustibles, los cuales bajaron 8,1 % con respecto a abril, y los empresarios del rubro señalaron que en gran medida la baja “corresponde al grueso del período de aislamiento (en rigor de restricción en la circulación) dispuestas por el Gobierno para las zonas urbanas con mayor riesgo epidemiológico”.

El mayor impacto se observó en la venta de naftas, que cayó 13,6 % durante mayo en comparación con abril. “El número es preocupante, ya que arroja una baja de 19,7 % contra febrero de 2020, el último mes antes de la pandemia” (del Covid-19), señaló la entidad que preside Gabriel Bornoroni.

“Hoy las Estaciones de Servicio han perdido casi una quinta parte de sus ventas. Esta foto además muestra un recorte en la recuperación que viene teniendo el segmento, a medida que aumenta la circulación y se retoma el ritmo que existía antes de la llegada del virus”, se explicó en rueda de prensa.

Por otra parte, el volumen de ventas de gasoil cayó durante mayo 3,2% contra abril 2021, registrando una disminución del 0,3 % en comparación a febrero 2020. “Sostenido por la actividad agrícola y por el transporte, este segmento era el único que había logrado crecer por arriba del techo en que se convirtió la prepandemia”, se indicó.

En líneas generales, sólo Chaco, Jujuy, La Rioja, Misiones y Tucumán han recuperado los volúmenes de venta de combustibles previos a la irrupción del Covid-19. “Estos niveles de venta prepandemia tampoco eran los mejores. Para febrero de 2020, las Estaciones de Servicio venían atravesando una durísima recesión que comenzó con la crisis de 2018, y que las encontraba lejos de los valores óptimos de ventas”, se puntualizó.

El análisis por jurisdicción provincial muestra caída mensual en el volumen total de combustibles líquidos vendidos en el canal minorista en 22 de las 24 jurisdicciones provinciales durante mayo en comparación con abril (series desestacionalizadas). Con esta evolución, sólo Chaco, Jujuy, La Rioja, Misiones y Tucumán han recuperado los volúmenes previos a la irrupción del Covid-19, mien-

tras que cuatro provincias han recuperado más del 80% del volumen perdido al inicio de la pandemia (Córdoba, Corrientes, Mendoza y Tierra del Fuego). En el otro extremo, sólo tres provincias ha recuperado menos del 50% del volumen perdido (Catamarca, Formosa y San Luis), se detalló.

“Registrar estos volúmenes de venta implica que todavía se está 9,8 % por debajo del nivel registrado durante febrero de 2020, último mes completo previo a la irrupción

de la pandemia. Comparado con abril de 2020, el nivel registrado durante abril de 2021 mostró un incremento del 33 %, pero debe tenerse en cuenta que el punto de comparación fue el segundo mes afectado de manera completa por la pandemia”, puntualiza el informe. Asimismo, Bornoroni refirió que “hoy los precios de los combustibles no están atrasados” en relación con la cotización internacional (crudo Brent ronda los US\$ 74 el barril) “lo cual es importante para la producción

y para la comercialización” a nivel local. Y relativizó la posible incidencia de los precios actuales en los niveles de venta al consumidor.

“La evolución del expendio de combustibles desde la llegada del Covid 19 al país viene siguiendo un patrón de evolución prácticamente idéntico al de la actividad económica general, con una interrupción del proceso de recuperación desde los mínimos registrados en abril de 2020, y esto permite inferir que los sectores que no han

logrado regresar a la normalidad pre-Covid (turismo, gastronomía, entretenimiento, algunas actividades comerciales) pueden estar imponiendo un techo tanto a la actividad económica como al expendio de combustibles”, señala un informe de la entidad. Ese escenario difícil, sumado a los 15 meses de pandemia, hizo que una gran parte de las Estaciones hoy se encuentren lejos de un punto de equilibrio, yendo a pérdida en muchas ocasiones, describió Bornoroni.



SABEMOS QUE NECESITAMOS ENERGÍA PARA CRECER. POR ESO, EXPLORAMOS Y DESARROLLAMOS NUEVOS RECURSOS PARA NUESTRO PAÍS.

Usamos la innovación y la tecnología para operar de manera responsable, contribuyendo al desarrollo de la comunidad y limitando los impactos en el medio ambiente.



Una aproximación a la nueva fuente de energía

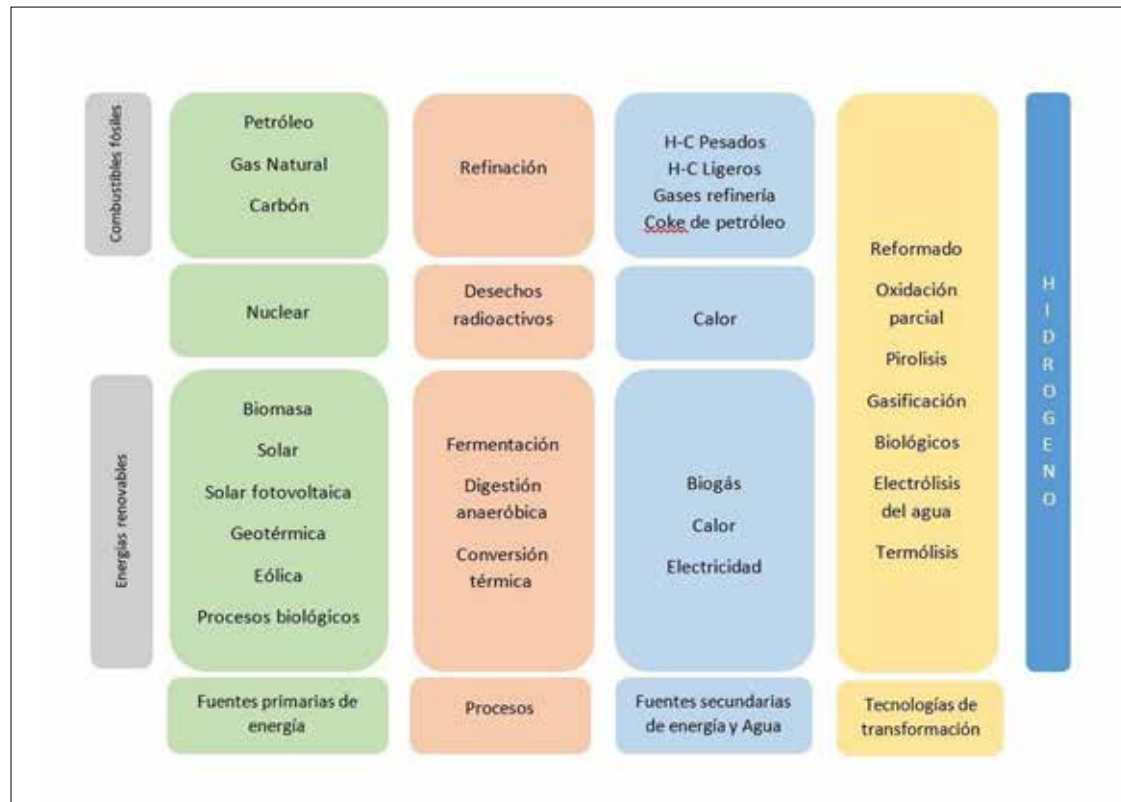
La Economía del Hidrógeno. Mitos, oportunidades y realidades

Por Ing. Julieta Rabinovich y
Lic. Sebastián Scheimberg

A juzgar por el espacio que ha tenido en la discusión estratégica nacional y los nuevos marcos institucionales creados para su investigación y desarrollo, el hidrógeno está llamado a ser el nuevo protagonista del sector energético, ya no de largo sino, dependiendo del observador, de mediano plazo. En efecto, en los últimos días el Consejo Nacional Económico Argentino ha presentado paneles de discusión y propuestas de armado de un Plan Estratégico que acercan a nuestro país a la frontera internacional del conocimiento y el planeamiento energético más avanzado globalmente ¹.

Si bien la propuesta de mirar hacia el mundo en pos de descarbonizar la matriz energética nacional es una estrategia loable, la posibilidad de adoptar mejores prácticas internacionales en un contexto de desequilibrio macroeconómico no parece más que un objetivo aspiracional (y que evita cualquier tipo de roce en el terreno ideológico con quienes ejecutan las políticas públicas en tiempo presente), particularmente cuando la opción de utilizar el hidrógeno como combustible requiere de un uso intensivo del factor más escaso que hoy dispone la Argentina: el capital.

No deja de llamar la atención cierta disociación entre objetivos de corto y largo plazo en materia energética, donde han vuelto a insinuarse errores del pasado, vinculados a la definición de incentivos a hundir recursos privados que no se percibe fueran a recuperarse con fuentes genuinas por el lado del uso de dichos recursos, llámese ta-



rifas o subsidios compatibles con un régimen de baja inflación. Aunque esto no desmerece el esfuerzo presupuestario relativo y la iniciativa, en materia de investigación aplicada, que ha recuperado la presente Administración.

Habida cuenta de esta contradicción, o doble vara local, nos parece de todos modos interesante describir los aspectos más salientes de la economía del hidrógeno, que se presenta como uno de los vectores energéticos con mayor potencial de desarrollo encadenado productivamente al aprovechamiento de las fuentes abundantes de energía que dispone nuestro país; así como de los avances tecnológicos que han impactado de lleno en el sector energético reduciendo notablemente sus costos en lo que va del siglo XXI. Avances que potenciales acuerdos globales podrían contribuir, aceleran-

do la transferencia tecnológica en favor de Argentina, al tiempo que procuran asegurar la disponibilidad del recurso para el país que haga de contraparte. De hecho, el Instituto Fraunhofer de Alemania es una de las instituciones que está realizando alguno de los acuerdos más importantes con provincias de nuestro país para lograr ambas metas, en un plazo de diez años vista. Y en este sentido la oportunidad de desarrollar el H2 localmente aparece más como una opción de aumentar el valor agregado en las exportaciones argentinas que en un proyecto energético en sí mismo.

Tanto la Comunidad Europea (CEE) como otros países desarrollados han movido grandes recursos para el aprovechamiento del H2, y han señalado la potencialidad de la expansión de su uso como combustible para el trans-

porte (sobre todo fluvio marítimo), sujeto a la reducción de los costos de generación y separación molecular, particularmente en el caso en que su origen resultara de fuentes renovables, como lo señala el reporte realizado por la Agencia Internacional de Energía, a pedido del G20². No obstante el avance en el camino de la reducción de costos desde la publicación de dicho reporte, 2 años atrás, nos acerca más (desde una mirada global) a la concreción del sueño utópico planteado en el siglo XIX, en que el agua vendría a ser la fuente energética del futuro³.

¿Qué es el hidrógeno y cómo se obtiene?

El hidrógeno es el elemento más simple de la naturaleza y el gas más abundante en el universo. Se encuentra en el sol y en la mayoría de

las estrellas. También naturalmente en la tierra unido a otros elementos en estados líquidos, gases o sólidos. Siendo un elemento esencial para la vida, está presente en el agua y en casi todas las moléculas de los seres vivos. Sin embargo, el hidrógeno solo, no desempeña un papel particularmente activo. Permanece unido a los átomos de carbono y oxígeno, y combinado con el carbono forma diferentes compuestos, o hidrocarburos, entre los que se encuentran el gas natural, el carbón y el petróleo. La principal ventaja del hidrógeno es que es un gas cuya combustión produce simplemente agua.

El hidrógeno al igual que la electricidad, es un portador de energía o vector energético que debe producirse a partir de otra fuente. Los métodos de producción son varios y para su obtención se pueden usar sustancias que lo contengan, como el agua, los combustibles fósiles o la biomasa. Los vectores energéticos permiten el transporte de energía en una forma utilizable de un lugar a otro. Para ello es preciso almacenarlo, o bien transportarlo en una mezcla con otros gases, para luego, al producirse la separación utilizarlo como insumo final³.

Figura 1. Fuentes y procesos para la obtención de H2

Fuente: Elaboración propia

Otra de las propiedades del hidrógeno es que almacena mucha energía por unidad de masa, pero muy poca por unidad de volumen. Por esta razón, el almacenamiento de hidrógeno es uno de los grandes desafíos que enfrenta un desarrollo a escala de este tipo de energía.

Puede almacenarse en tanques a granel como gas pre-

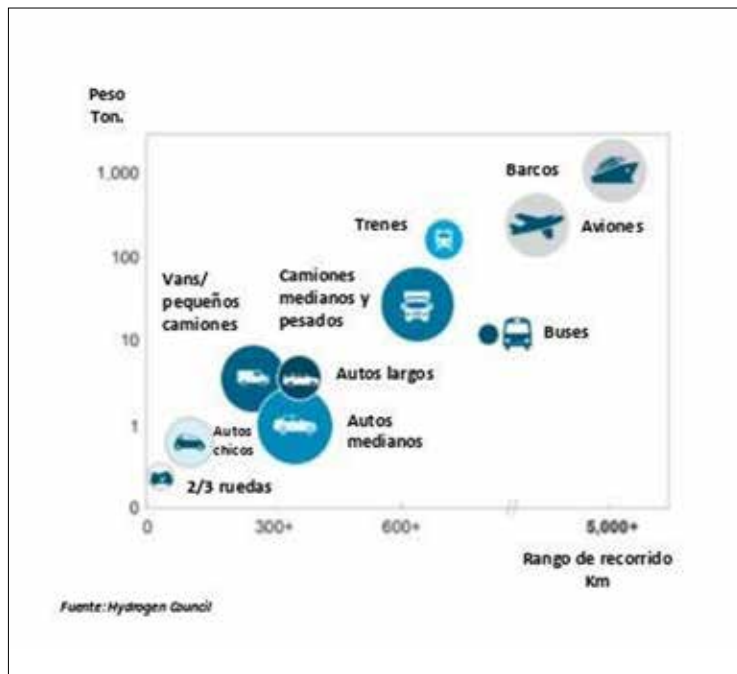


CONSTRUIAMOS CRECIMIENTO

Creemos en la excelencia.

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

ENERGÍA | OIL&GAS |
SERVICIOS | INFRAESTRUCTURA



surizado y recuperarse cuando los suministros son bajos. También se puede convertir en otros portadores de energía. Otra forma de almacenamiento a destacar es el uso de grandes cavidades subterráneas similares a las que actualmente se usan para almacenar gas natural.

Actualmente se utiliza H₂ en procesos petroquímicos, principalmente para la obtención de fertilizantes donde es convertido en amoníaco. Las refinerías, acerías y las plantas químicas son consumidores intensivos de H₂.

El compuesto de hidrógeno y nitrógeno más importante es el amoníaco (NH₃). Técnicamente, el amoníaco se obtiene a gran escala mediante el proceso de Haber-Bosch. Este proceso combina hidrógeno y nitrógeno por síntesis. Para este fin, primero se deben obtener los materiales de partida: nitrógeno e hidrógeno. En el caso del nitrógeno, esto se logra mediante la separación del aire a baja temperatura, mientras que el hidrógeno se origina hoy en día a partir del reformado con vapor de gas natural.

Una gran parte del amoníaco se convierte en sales fertilizantes sólidas o, después de la oxidación catalítica, en ácido nítrico (HNO₃) y sus sales (nitros). Debido a su alta energía de evaporación, el amoníaco también se utiliza en las plantas de refrigeración como refrigerante respetuoso con el medio ambiente y de bajo costo.

Las aplicaciones industriales donde se utiliza hidrógeno incluyen la metalurgia (principalmente en aleaciones metálicas), la producción de vidrio plano (hidrógeno utilizado como gas de protección), la industria electrónica (utilizada como gas protector y transportador, en procesos de deposición, para limpieza, grabado, en procesos de reducción, etc.), y aplicaciones en la generación de electricidad, por ejemplo, para enfriamiento de generadores o para la prevención de la corrosión en tuberías de centrales eléc-

tricas.

El hidrógeno se utiliza para procesar petróleo crudo en combustibles refinados, como la nafta y el diesel, y también para eliminar contaminantes como el azufre de estos combustibles. Aproximadamente el 75% del hidrógeno actualmente consumido en todo el mundo por las refinerías de petróleo es suministrado por grandes plantas de hidrógeno que lo generan a partir de gas natural u otros combustibles hidrocarbonados.

El H₂ es una sustancia indispensable para la producción de metanol (CH₃OH). La producción de metanol (síntesis de metanol) se realiza mediante la hidrogenación catalítica del monóxido de carbono. El metanol se puede utilizar directamente como combustible en los motores de combustión interna. También se usa en celdas de combustible de metanol directo o, después de reformar, en celdas de combustible PEM.

El hidrógeno molecular puro (H₂) se puede usar directamente en medios de transporte, es decir, sin conversión adicional, como fuente de energía. En este caso, el hidrógeno se podría utilizar tanto en motores de combustión interna previamente adaptados como en celdas de combustible.

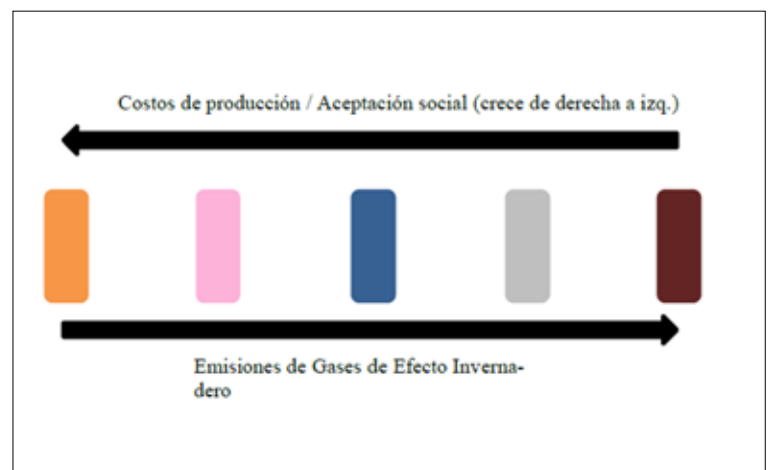
En el uso indirecto, el hidrógeno se utiliza para producir fuentes de energía finales o se convierte por medio de pasos de conversión adicionales en combustibles gaseosos o líquidos que contienen hidrógeno. Dichos combustibles utilizados en el P2G (Power-to-Gas) y P2L (Power-to-Liquids) pueden usarse a su vez en motores térmicos.

Dado que este elemento requiere un proceso de separación, bien sea a través de electrólisis, reformado de hidrocarburos, u otra tecnología energo-intensiva, la eficiencia energética neta aun es relativamente baja.

Uno de los usos donde existen ventajas relativas para el hidrógeno como sustituto de los combustibles fósiles

es en el transporte. Sobre todo, en el transporte pesado, donde se requiere mayor autonomía que en el uso de los vehículos livianos, donde los motores con baterías eléctricas parecieran correr con ventaja en la movilidad urbana. En el caso del transporte liviano el auto de celdas de combustible (FCEV, por sus siglas en inglés) no viene a sustituir el camino allanado por el auto eléctrico a baterías (BEV, por sus siglas en inglés) sino que a complementarse. El FCEV es una subcategoría del vehículo eléctrico. El combustible que se carga en el auto es hidrógeno gaseoso a una alta presión entre 350 a 700 bar dependiendo el segmento del vehículo. La batería se recarga con la energía de la celda de combustible.

El BEV es un automóvil



en el que las ruedas giran impulsadas por un motor eléctrico que obtiene la energía necesaria de un acumulador que la almacena, normalmente una batería, aunque también podría ser un condensador, y que se puede recargar una y otra vez conectando el vehículo a una toma de corrien-

te, convencional o específica, o bien mediante recarga inalámbrica.

El FCEV es un automóvil en el que las ruedas giran igualmente impulsadas por un motor eléctrico que obtiene la energía necesaria de un acumulador que la almacena (normalmente tam-



Energía que impulsa a la industria

Estamos presentes en todas las cuencas productivas y llegamos con gas natural a todo el país y la región. Producimos petróleo, GLP, energía eléctrica, renovable y ofrecemos productos y servicios a la industria y estaciones de servicio. Elaboramos combustibles de máxima calidad en la refinería más moderna de Sudamérica.

DESDE HACE MÁS DE 20 AÑOS INVERTIMOS, INNOVAMOS Y CRECEMOS EN EL PAÍS.

PAN-ENERGY.COM

Pan American ENERGY

Energía responsable

bién una batería), y de una pila de combustible alimentada por hidrógeno, que, al combinarlo con oxígeno tomado del aire, genera energía eléctrica a bordo del automóvil que se transfiere al motor o a la batería, según el caso⁴.

En la figura 2 se ve cada segmento del sector del transporte, desde scooters o autoelevadores hasta buques portacontenedores oceánicos y aviones. El tamaño de las burbujas representa aproximadamente el consumo anual de energía por tipo de vehículo en el año 2050 y el color de burbuja representa la cuota de mercado de los vehículos de hidrógeno que se espera en 2050.

Como se puede apreciar el hidrógeno es ventajoso para vehículos con largo alcance, kilometraje y cargas pesadas. Los FCEV son más eficientes cuantos más km se requiera recorrer. Por esto los camiones y los buses son el target perfecto para el uso de H2 como combustible.

Figura 2. Ventajas relativas del H2 en función de la carga y recorrido

Los colores del hidrógeno

Como señalamos previamente existen diferentes maneras de producir hidrógeno. Lo que varía en cada caso es el impacto ambiental que tiene cada proceso. De esta manera existen diferentes colores para clasificar el hidrógeno. El “hidrógeno gris” es el que es producido a partir de gas natural o metano usando el proceso de reformado de metano (SMR, por sus siglas en inglés).

El “hidrógeno azul” es aquel que se produce a partir de reformado de metano, pero que las emisiones durante la producción se capturan y almacenan, o se reutilizan. El “hidrógeno verde” es aquel que se produce por medio de una fuente renovable, tales como la eólica, la solar, la biomasa, la hidro, el biogás, o los desechos municipales. El proceso que se utiliza para la producción de “hidrógeno verde” es la electrolí-

sis del agua. Pero también se puede producir por el reformado de metano del biogás o la conversión térmica o gasificación de la materia orgánica u otros desechos.

Existen también otros colores de hidrógeno según su forma de producción. El “hidrógeno marrón” se produce mediante la gasificación de combustibles fósiles sólidos como carbón o lignito, y luego recogiendo el hidrógeno del gas resultante a través de la SMR. El “hidrógeno rosa” se genera mediante electrolisis alimentada por energía nuclear.

Según su color, el hidrógeno se puede clasificar por su costo, su aceptación social y su contribución de gases de efecto invernadero al ambiente.

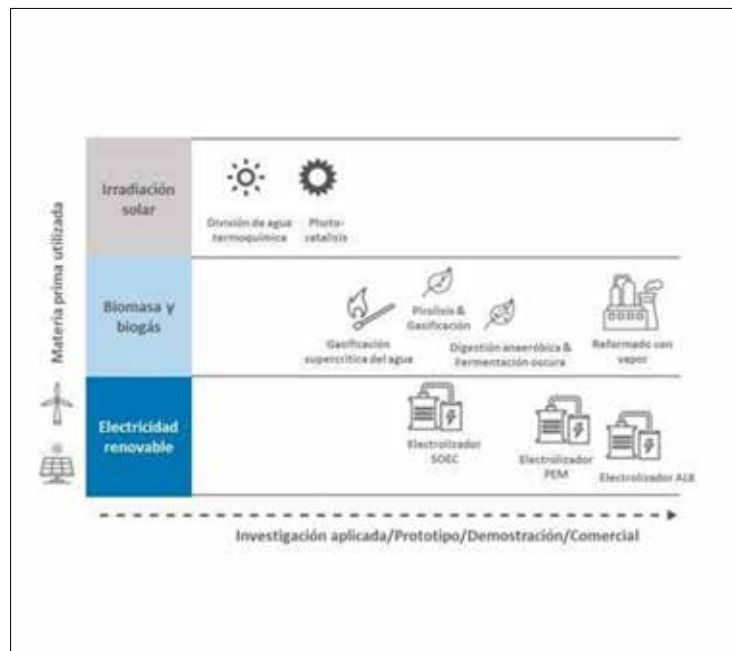
De esta manera el hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles sigue siendo aún el más económico de producir, pero el que más emisiones libera al medio ambiente y menos aceptado socialmente. El hidrógeno verde dependiendo del precio de la energía renovable producido es el más costoso de producir, pero el más limpio y más aceptado socialmente.

Figura 3. Colores del hidrógeno

La electrolisis es el proceso más prometedor para la producción de hidrógeno a partir de energías renovables. La producción a partir de electrolisis puede ofrecer oportunidades de sinergia con la generación de energía variable, que es característica de algunas tecnologías de energía renovable.

En el caso de la eólica, el proceso consiste en generar electricidad por medio de una turbina de viento para llevar a cabo la electrolisis y extraer el hidrógeno del agua

La producción de hidrógeno por medio de tecnología solar puede producirse por medio de dos métodos: 1. La energía solar es convertida a electricidad en una celda fotovoltaica (PV) y el hidrógeno se genera por la electrolisis del agua; 2. Se utilizan celdas fotoelectroquímicas



que producen directamente hidrógeno.

El hidrógeno puede obtenerse usando energía nuclear como fuente de energía primaria, por medio de fractura térmica de la molécula del agua, electrolisis o procesos termoquímicos, las tres alternativas son libres de emisiones de carbono, aunque la eficiencia es relativamente baja (del orden del 30%)

Figura 4. Los caminos del hidrógeno verde

Desafíos

El uso del hidrógeno como vehículo para el almacenamiento de energía plantea un desafío interesante. El almacenamiento de electricidad a corto plazo en baterías para plantas pequeñas se está desarrollando de manera dinámica. Sin embargo, el almacenamiento a largo plazo de grandes cantidades excedentes de electricidad requiere nuevos tipos de almacenamiento. Por esta razón, puede desempeñar un papel importante en la mejora de la integración del sistema eléctrico en conjunto con las energías renovables.

En el proceso de licuefacción del hidrógeno se consume una gran cantidad de energía primaria que, dependiendo de la técnica seguida, puede situarse entre el 30 y el 40% del contenido energético del hidrógeno líquido. A par-

tir de un determinado volumen de producción puede ser conveniente licuar el hidrógeno. No obstante, el hidrógeno estaría en desventaja respecto a la eficiencia relativa del Gas Natural Licuado, dada la expansión que logra este último al gasificarse. Incluso en términos de la eficiencia del pozo a la rueda, el hidrógeno corre con desventaja respecto al gas natural en cualquiera de sus formas de compresión.

Sin embargo, en la medida que mejora el rendimiento de los motores eléctricos de tipo FCEV la eficiencia del hidrógeno aumenta⁵. Actualmente está en el orden del 55-63%, lo que resulta superior a la eficiencia de los motores de combustión (aproximadamente 29-36%), aunque queda muy por debajo de la eficiencia del pequeño vehículo eléctrico (del orden del 94-97%).

El factor determinante del costo del H2 verde, que es el que se busca promover para descarbonizar la matriz energética global, viene entonces determinado por el costo de generación eléctrica. De allí que se ha planteado que el modelo del hidrógeno es una extensión o encadenamiento productivo del modelo de ER, muy impulsado por las potencias mundiales, que se han vuelto a alinear en el objetivo de reducir las emisiones de CO2 tras la consagración del gobierno Demócrata

en EE.UU.

En tal sentido, con un costo eficiente de generación con fuentes renovables del orden de los 40/45 US\$/MWh, obtendríamos un kg de H2 a 4-5 US\$⁶. Si tenemos en cuenta que la tecnología más eficiente de Toyota permite recorrer 1000 kms con 5,6 kg de H2⁷, esto daría un costo de 28 dólares el recorrido de 1000 km y cero emisiones de CO2, lo que lo eximiría del gravamen correspondiente al CO2 si lo hubiera.

Por otro lado 1 kg de hidrógeno contiene la energía de aproximadamente 3,5 litros de diesel y la eficiencia de la pila de combustible es más del doble que la del motor térmico, por lo tanto 1 kg de H2 equivale a 5/7 litros de combustible líquido que utiliza un auto MCI. A su vez, si tomamos la densidad media y el precio promedio histórico del diesel, cada kg de este hidrocarburo tiene un costo de 0.5 US\$/1, con lo que el costo del H2 sería 50% mayor (sin impuestos) que el del combustible fósil⁸. Ciertamente al combustible líquido habría que agregarle el costo de emisiones de CO2. Asumiendo un costo de la tonelada de carbono de 100 dólares, todavía habría una ventaja relativa significativa para el diesel, con lo que no habría una conveniencia económica que justifique el uso del hidrógeno a mediano plazo.

Por esta razón la evolución del costo de la producción de la energía renovable es crucial para el crecimiento del H2 como sustituto de otros combustibles, ponderando a su vez el impacto nulo de sus emisiones de CO2. Y es en el segmento de transporte donde se vislumbra una posibilidad mayor.

No obstante, en el caso del transporte pesado para un país como la Argentina, que podría disponer de un gas en boca de pozo a un costo económico del orden de los 3 US\$/MMBTU o menos, la carrera de sustitución contra el Gas Vehicular, ya sea presurizado a 220 bar, como GNC, o bien como Gas Natural Licuado, pareciera tener



HOY SOMOS MÁS

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

f @ in camuzzigas.com.ar

camuzzi
MÁS QUE ENERGÍA

plazos más largos que los que tiene en cuenta la CEE.

En el primer caso los ahorros económicos respecto al diesel (sin impuestos) serían del orden del 50%, mientras que en el caso del GNL, con mayor autonomía de carga, el ahorro sería del orden del 30%⁹. La incorporación de impuestos eficientes a su vez, acentúa la ventaja relativa del gas natural.

Por otra parte, en la medida que se reduzcan los costos de transporte y almacenamiento, el comercio de hidrógeno será un objetivo en sí mismo, más allá que el uso de H2 como combustible para el transporte marítimo es uno de los focos que ha recomendado el informe de la IEA para explorar y desarrollar. En este sentido la Agencia ha señalado que el modelo de comercio del GNL podría ser un caso a emular, aunque al final del día ambos combustibles terminan compitiendo por el mercado transatlántico, y en ese caso la comparación va a poner en la balanza las emisiones de ambos combustibles (lo que favorecerá nuevamente al H2 verde).

El Mapamundi del H2

Alemania se ha posicionado como el número uno en tecnología y producción de H2 basado solo en energías renovables. Con inversiones previstas de al menos 9.000 millones de euros, busca ampliar las tecnologías y con este nuevo enfoque pretende asegurar un crecimiento y un mercado de exportación, creando cadenas de valor nacionales y varios miles de puestos de trabajo a mediano y largo plazo, al tiempo que descarboniza su economía.

Alemania quiere centrar el uso del H2 en el transporte marítimo, la aviación, el transporte de mercancías pesadas y la industria (empezando por las industrias siderúrgica y química). Estos sectores serán los primeros en beneficiarse de los incentivos



de mercado para hacer competitivo el H2 verde.

La mayor parte de la demanda de H2 verde sería importada. La estrategia nombra específicamente a los países de la Unión Europea en torno al Mar del Norte y el Mar Báltico y en el sur de Europa como sus posibles proveedores, pero también a las asociaciones energéticas con los países en desarrollo como es el caso de los países africanos y sudamericanos. Argentina está bien posicionado en este sentido y hemos sabido de contactos estrechos entre organismos de I&D de ambos países, donde habría una potencial colaboración en la próxima década, en cabeza del Instituto Fraunhofer.

El puerto de Rotterdam está trabajando con varios socios para la introducción de una red de hidrógeno a gran escala en el complejo portuario, convirtiendo a Rotterdam en un hub internacional para la producción, importación, aplicación y transporte de hidrógeno a otros países del noroeste de Europa¹⁰.

EE.UU. desde 1969, se ha mantenido como líder en tecnología de pila de combustible de H2 (para entonces utilizó el H2 en la misión Lunar del Apolo XI, abasteciendo una pila de combustible y el líquido para la propulsión de

la nave) comercializando una amplia gama de tecnologías que producen, entregan y almacenan hidrógeno y como líder en innovación energética global, se encuentra entre los principales países para avanzar hacia una amplia comercialización de la energía de hidrógeno.

También considera el desarrollo de la industria del H2 en términos de la seguridad energética y la creación de puestos de trabajo, contribuyendo a la reducción de emisiones de carbono.

California puso en marcha la mayor estación de combustible de H2 para el transporte público de los EEUU, y está liderando la revolución del transporte de cero emisiones reemplazando sus autobuses propulsados por combustibles fósil.

Este proyecto acelerará la comercialización de los autobuses alimentados con celdas de combustible de H2 y está en consonancia con la Normativa de Tránsito Limpio de California, que establece un objetivo para que las empresas de transporte público realicen una transición de sus flotas a cero emisiones para el año 2040.

Estiman el crecimiento de la demanda de H2 renovable para todas las formas de transporte, almacenamien-

to de energía, aplicaciones de calefacción, refinación y producción de fertilizantes y las 3 formas principales consideradas en su hoja de ruta, son la electrólisis alimentada por electricidad renovable, la gasificación de biomasa y la digestión anaeróbica de material orgánico con alto contenido de humedad para producir biometano, seguido de la reforma del vapor de metano.

En China Lanzaron un plan de construcción para un Corredor de H2. Los planes establecen el desarrollo de estaciones de abastecimiento de H2 y la expansión de los vehículos comerciales de pilas de combustible.

Para 2030 esperan que este corredor de hidrógeno conecte todas las ciudades del país a través de al menos 20 autopistas. También la Agencia de Investigación está comprometida con responder a varios retos tecnológicos, como el almacenaje de energía a gran escala, la superconductividad en la transmisión de energía, la inteligencia artificial para gestionar grandes sistemas energéticos interconectados y la reducción de costos en la fabricación y las tecnologías de energías renovables.

China ha creado la Organización de Cooperación y De-

sarrollo para la Interconexión Energética Global (GEIDCO) para aunar a gobiernos nacionales, operadores de matrices energéticas, instituciones académicas, bancos de desarrollo y agencias de las Naciones Unidas para lanzar la red energética renovable global.

En Sudamérica, tanto Chile como Brasil han comprometido recursos para la I&D en esta materia. Ambos países aspiran a liderar la producción de H2 verde. En Brasil el senado aprobó un proyecto para que a partir de 2030 dejen de circular vehículos impulsados a nafta o gasoil.

Estados Unidos representa la flota más grande con 5.917 FCEV, registrada principalmente en California, donde el Programa de Vehículos de Cero Emisiones ha impulsado las ventas. Japón tiene el segundo mayor stock de FCEV con 2.926 unidades, seguido de Francia y Corea.

En comparación con los BEV (Vehículos de batería eléctrica por sus siglas en inglés), la implementación de los FCEV es lenta, pero las políticas internacionales centradas en el hidrógeno que se han anunciado recientemente podrían ayudar a acelerar la implementación

Figura 5. Evolución en el mundo – FCEV y HRS (2020)

Situación en Argentina

En Argentina el desarrollo experimental del H2 es de larga data. En 2006 se aprobó la ley 26.123 que declara de interés nacional el desarrollo, la producción, el uso y aplicaciones del hidrogeno como combustible y vector de energía. Hasta el día de hoy no ha sido reglamentada y este año vence.

Se han presentado actualizaciones para esta ley, la principal diferencia es que se ubica al hidrogeno verde como el centro. Estas actualizaciones deben pasar por el Congreso de la nación para ser aprobadas.

El hidrógeno se ha estado

ABRAZADERAS PARA REPARACIÓN DE GASODUCTOS Y OLEODUCTOS Y LÍNEAS DE PROCESO

Unión bilabial de sellado hidráulico progresivo

Construidas en Acero Inoxidable AISI 316 / Aisi316L. Alta resistencia a medios agresivos

Cualquier diámetro, presión y fluido • Gran tolerancia

Reutilizables • Rápida instalación • Sin necesidad de mantenimiento

Instalable en cargas • Para aplicaciones de alta presión • Absorbe golpes de ariete y vibraciones

Compensa movimientos axiales y angulares • Admite angularidad y desalineaciones, reduciendo el riesgo de roturas

Instalable en lugares de difícil acceso, sin necesidad de equipo especial • Bajo peso



www.flousasa.com.ar

utilizando como materia prima junto al nitrógeno, para producir fertilizantes nitrogenados. A mediados del siglo pasado y gracias a la existencia de importantes reservas de gas natural, se impulsó la tecnología de reformado con vapor de gas natural para producir gas de síntesis, con la cual se genera hidrógeno con la pureza adecuada para ingresar a la planta de síntesis de amoníaco, para producir fertilizantes nitrogenados.

En Argentina, además de estos usos el hidrógeno tiene otras aplicaciones en la industria alimenticia, en la industria farmacéutica y en las refinerías de petróleo.

Argentina es un candidato potencial para producir hidrógeno verde, utilizarlo dentro de la industria, y expandir su uso al transporte, la calefacción y la generación.

La producción de hidrógeno comercial en Argentina se basa en la tecnología de reformado de gas metano con vapor. Existen al menos 10 empresas que producen hidrógeno:

Tabla 1. Principales usos domésticos del Hidrógeno

Fuente: Elaboración propia

Argentina se encuentra en una región donde los recursos necesarios para la producción del H2 son excelentes, y, por lo tanto el costo de produc-

ción de H2 podría estar entre los más bajos (entre 1,6 y 2,2 USD/kg H2). La Región Patagónica presenta mayores velocidades de viento que la media, y expansiones de tierra potencial para la generación eólica (vientos superiores a 6 m/s).

La región del noroeste argentino (La Rioja, Salta, Jujuy) y el área montañosa del centro este de Argentina (Cuyo: Mendoza, San Juan y San Luis) tienen la mayor irradiación solar del país (1800-2200 KWh/m2). Sin embargo, estos costos sólo serían alcanzables en la medida que el costo del capital fuera similar al de los países con Grado de Inversión, lo cual demanda una estabilidad macroeconómica y regulatoria que no se ha visto en el curso del siglo XXI.

Desde el año 2008, la empresa argentina Hychico opera una planta de hidrógeno electrolítico de 120 nm3/h de hidrógeno, que, mezclado con gas natural, alimenta un motogenerador de 1400 KW con reducción de gases GEI (gases de efecto invernadero).

Una experiencia muy relevante es la que Hychico está llevando adelante con el almacenamiento subterráneo de hidrógeno, a 800 metros bajo el nivel del suelo, en un pozo depletado de gas o petróleo. Está vinculado a la expe-

Empresa	Localización	Producto final
Profertil	Bahía Blanca	Urea
		Amoniaco
Pampa Energía (Ex PASA S.A.)	Campana	Amoniaco, Urea
Fábrica Militar	Río Tercero	Amoniaco
	Ensenada	Metanol
	Plaza Huincul	Metanol
YPF S.A.	Lujan de Cuyo	Jet Propulsión
	General San Martin	Metanol
Arauco (ex Resinfor Metanol S.A.)	General San Martin	Metanol
Siderca	Campana	Hierro esponja
Siderar	San Nicolás	Hierro esponja
Air Liquide	Campana	Gases especiales
AGA	Buenos Aires	Gases especiales
VASA	Buenos Aires	Vidrio Plano

Fuente: Elaboración propia

riencia europea denominada "Hyunder". Esta alternativa tecnológica puede brindar la capacidad de almacenamiento masivo de hidrógeno, rango de ciento de miles a millones de metros cúbicos de hidrógeno, a un costo muy competitivo

En 2019 los gobiernos de Argentina y Japón suscribieron un Memorandum de Cooperación para trabajar en el desarrollo del hidrógeno como combustible no contaminante, tecnología que varias

automotrices en el mundo exploran para el futuro de una movilidad sustentable.

El Memorandum promoverá las inversiones en este campo y generará el marco propicio para la integración de Argentina en las cadenas globales de valor energéticas sustentables, según aseguró la Cancillería.

Es importante tener una noción de los costos derivados de cada método de producción de hidrógeno, renovable y no renovable.

Para esto hay que tener en cuenta el nivel de avance de la tecnología de producción, la disponibilidad de infraestructura existente y el precio de la materia prima. Todas estas variables generan volatilidad del costo de producción del hidrógeno.

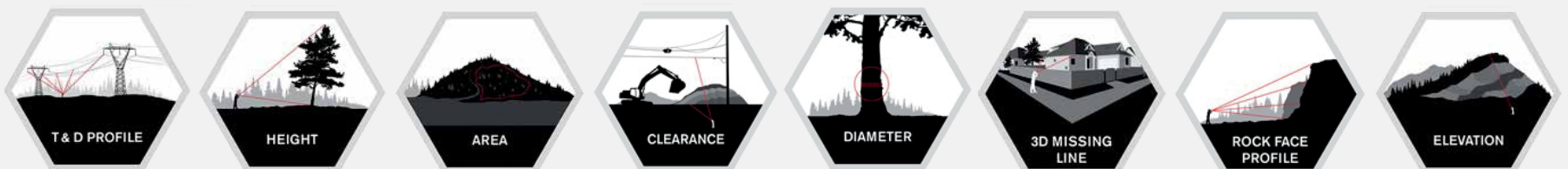
Los métodos económicamente más ventajosos para la producción de hidrógeno son el reformado con metano, el carbón y la gasificación de biomasa. Los ciclos termoquímicos nucleares también parecen ser competitivos. Todavía la electrólisis eólica y solar proporciona un costo de producción por kg de hidrógeno alto para competir con los métodos que son a partir combustibles fósiles. A medida que los costos de producción de energía solar y eólica sigan bajando, esta producción será más competitiva.

Consideraciones Finales

El objetivo de descarbonizar la matriz energética debe ser un objetivo global y local, y en ese sentido tiene lógica plantear una meta de largo plazo que permita que nuestro país se acople a las mejores prácticas internacionales. No obstante, la Agenda del Cambio Climático tiene para nuestro país una dinámica que no puede soslayar la particularidad de la dotación de recursos y la necesidad de acoplarse a las mejo-



Telémetros portátiles de alta tecnología



res prácticas internacionales. Más allá que dichas prácticas requieren de una economía con baja inflación y estabilidad cambiaria que por el momento parecen difíciles de alcanzar.

La obtención de H2 de fuentes renovables será viable, dadas las ventajas de recursos mencionadas previamente, en la medida que el país logre reducir el costo del capital. Actualmente nos separan aproximadamente 12 puntos de interés porcentual respecto a los países que son Grado de Inversión, lo que inviabiliza alcanzar los costos competitivos ventajosos, dada la dotación de recursos, señalados previamente.

Pero inclusive, llegando a reducir el costo del capital, la comparación resulta todavía desfavorable para el H2, en relación con otras fuentes o vectores energéticos, incluyendo los combustibles líquidos, el gas y la electricidad; sobre todo en los usos vinculados al transporte, en todas sus formas.

En este sentido, la apuesta al H2 tiene que formar parte de una estrategia de Investigación y Desarrollo en un contexto de integración inteligente del país al mundo, e ir incorporando las mejores prácticas tecnológicas y regulatorias, tanto en H2 como en el conjunto de las energías que disponemos en abundancia a costos competitivos.

Es necesario actualizar, aprobar y reglamentar una ley que pueda ser marco para el desarrollo del hidrógeno, en el contexto de un plan nacional energético. Si bien no sería conveniente adoptar soluciones tecnológicas que no representan soluciones eficientes para el país, la incorporación de un Programa de desarrollo del H2 sin duda representa un avance, mismo cuando el aporte doméstico se enmarque en un plan de desarrollo de un socio comercial que pueda financiar proyectos generando flujos de divisas para la Argentina a futuro, exportando el que a su

turno ha de volverse un nuevo commodity amigable con el medio ambiente.

No obstante, las buenas prácticas económicas y de finanzas públicas requerirán que el país utilice el análisis de costo/beneficio (incluyendo las externalidades) para decidir, no sólo por esta fuente energética sino por todas las que planea financiar con recursos públicos, dónde va a destinar su limitada capacidad de financiamiento en el futuro inmediato, donde los problemas que se evidencian tienen más que ver con una Agenda de lucha contra la pobreza que otra cosa.

¹ <https://www.argentina.gob.ar/noticias/seminario-la-descarbonizacion-y-la-navegacion-el-hidrogeno-como-vector-energetico>

getico

² <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> 3 Julio Verne, La Isla Misteriosa, 1874

³ En el pasado el H2 se utilizaba en la mezcla de los gases de inyección en los motores de combustión, pero esta ciencia resulta actualmente muy inferior a la que se obtiene en las pilas de combustible motor eléctrico.

⁴ La celda de combustible de hidrógeno se usa para la producción de electricidad mediante el uso de químicos, hidrógeno y oxígeno, donde el hidrógeno actúa como elemento combustible, y el oxígeno es obtenido directamente del aire.

Lo que sucede en una celda de combustible se llama reacción electroquímica. Es una reacción química, porque involucra a dos sustancias que reaccionan entre sí, pero también es una reacción eléctrica

porque la electricidad se produce a medida que la reacción sigue su curso

⁵ La eficiencia de convertir electricidad en H2 está entre el 60 y el 65%.

⁶ H2 Cost Centre for Innovation, Technology and Policy Research (IN+)

⁷ <https://www.h2-view.com/story/toyota-mirai-breaks-world-record-distance-travelled-with-one-litres-of-hydrogen/>

⁸ Para este cómputo se tomó el precio promedio de la Regular USGC y el Diesel No2 del período 1990-2019, sin impuestos (0.37 US\$/litro) y una densidad de 0.72 kg/litro

⁹ Sebastián Scheimberg, 2020. "Consideraciones acerca de la diversificación del transporte pesado en Argentina. Una mirada desde la Planificación Energética," Asociación Argentina de Economía

Política: Working Papers 4408, Asociación Argentina de Economía Política.

¹⁰ <https://www.portofrotterdam.com/en/doing-business/port-of-the-future/energy-transition/hydrogen-in-rotterdam>

La publicación de esta nota se realiza por gentileza de Montamat&Asoc. y forma parte de la su prestigiosa Carta Energética, Edición No 49 / Junio de 2021



Apostamos a una matriz energética con el gas como protagonista.

Estamos haciendo realidad Vaca Muerta



ELECTRICIDAD

Jujuy inauguró la primera central híbrida térmica fotovoltaica



Jujuy inauguró hoy en el Paraje Piedra Negra, ubicada en su región de Puna, la primera central híbrida térmica-fotovoltaica del país, que forma parte de una nueva apuesta de la provincia para transitar hacia las energías renovables y posee un sistema que combina tres tecnologías con “pocos precedentes en el mundo”. Se trata de una obra de ingeniería por la que se convirtió una central térmica a gas natural que funcionaba en el lugar, anexándose un parque solar con más de 5 mil paneles y un banco de batería de baterías ion litio.

Entre los beneficios que genera suma el hecho de ampliar la capacidad de la red aislada de distribución de energía eléctrica en la región.

El proyecto se llevó adelante entre el Gobierno local, la distribuidora de energía eléctrica de la provincia, Ejesa, y la empresa Industrias Secco, que brinda servicios asociados y promovió la incorporación de tecnología alemana en el sistema.

“Esta planta híbrida genera realmente una conjunción de tecnologías única en su tipo, con la generación de energía a partir del gas, agre-

gándole paneles solares y baterías de litio para que se consuma menos gas y se generen menos emisiones efecto invernadero”, valoró el gobernador de Jujuy, Gerardo Morales, al encabezar este mediodía la puesta en marcha de la central.

Del trabajo encarado, ponderó que tiene que ver con “la decisión política de que Jujuy se convierta en una provincia verde, amigable con el ambiente y luche contra el cambio climático”.

En ese marco, recordó que ayer se inauguró el quinto pueblo solar de la provincia, los cuales “están dejando de quemar combustible y pasando a contar las 24 horas del día con energía obtenida del sol”.

También ponderó la existencia del parque solar Cauchari, que ubicado en la Puna a más de 4 metros de altura, está generando 300 megavatios que se venden al sistema nacional. Entre otros proyectos, mencionó que además se avanza en la idea de construir en la provincia una planta termosolar de 10 megavatios, que se encara con la estatal rionegrina Invap. “Ya está terminado el proyecto ejecutivo y se está tramitando con Cammesa la autorización”, apuntó al respecto.

Durante el acto, el presidente de la comunidad aborigen Piedra Negra, Walter Farfán, valoró también la obra realizada al manifestar que están “orgullosos” de que se haya realizado en territorio de la comunidad y apostó a seguir trabajando en otros “grandes proyectos” para que se llegue con la red eléctrica a toda la zona. La central térmica de Piedra Negra, situada a unos 10 kilómetros de la ciudad de La Quiaca, alimentaba a la localidad fronteriza y a Abra Pampa.

Avances en las obras de construcción de la Central Aña Cuá

El Director Ejecutivo de la Entidad Binacional Yacyretá, Ignacio Barrios Arrechea, junto al gerente de Aña Cuá, Fabián Ríos, y otros funcionarios, recorrieron la zona donde se ejecutan los trabajos de construcción de la central hidroeléctrica para el aprovechamiento del brazo Aña Cuá, ubicado a 12 kilómetros del vertedero principal de la represa de Yacyretá.

La nueva central estará equipada con tres turbinas tipo Kaplan, con una potencia instalada total de 276 Megavatios, lo que implica ampliar 9 por ciento la capacidad instalada de Yacyretá.

El costo de esta obra ronda los US\$ 400 millones y su plazo de ejecución se estimó en 50 meses. La llegada de la pandemia del Covid-19 el año pasado lleva a revisar los plazos de ejecución. “A fines de marzo se inició el hormigonado de nivelación que fijará las bases para la cimentación y construcción de la nueva central que alojará a las turbinas generadoras”, se detalló a E&N.

“La construcción de esta obra no genera impacto ambiental, no se incrementa la superficie del embalse ni se deben realizar relocalizaciones”, se explicó.

La estabilización de paredes laterales, para avanzar en profundidad en la zona de montaje de la planta primaria de hormigón de la empresa Holcim, fue el punto principal del recorrido.

Al cierre, Barrios Arrechea mantuvo una reunión de trabajo con los responsables de obras para conocer los avances, de acuerdo con el cronograma de trabajo establecido. “La construcción no ha parado desde que se iniciaron las obras civiles, en junio de 2020”, se indicó.

Las obras civiles están a cargo del Consorcio Astaldi-Rovella Carranza-Tecnoedil, en tanto que VoithHydro proveerá las turbinas y su montaje.

Se destacó además el estricto cumplimiento de las medidas de bioseguridad por parte de las empresas constructoras y los trabajadores, ante la actual pandemia. Al respecto, se puntualizó que “los trabajos se están llevando conforme a todos los protocolos en materia de prevención del Covid-19”.

Carlos Palazón, CFO de Genneia

Genneia, la empresa líder en energías renovables de Argentina, ha designado a Carlos Palazón como nuevo CFO (Chief Financial Officer) de la compañía.

Palazón es Licenciado en Economía por la Universidad Católica Argentina, tiene un Master en Finanzas obtenido en la Universidad del CEMA y además está certificado como Chartered Financial Analyst (CFA). Durante los últimos años se desempeñó como asesor en el fondo de inversión PointState Argentum y, adicionalmente, forma parte del Directorio de Genneia. A lo largo de su trayectoria, se destaca asimismo su rol de Portfolio Manager en el grupo Inversor Consultatio Asset Management; y también como socio fundador del fondo de inversiones CIMA

Investments. Carlos Palazón, con su destacada experiencia financiera, estará reemplazando en el cargo a Bernardo Andrews, quien ha asumido la dirección general de la compañía en el rol de CEO.

Acerca de Genneia

Genneia es la compañía líder en la provisión de soluciones energéticas sustentables en Argentina, superando el 25% de la capacidad instalada de energía eólica del país, lo que la convierte en la número uno del sector. Con el desarrollo de sus parques eólicos Rawson, Trelew, Madryn, Chubut Norte, Villalonga, Pomona y Necochea, la empresa actualmente cuenta con una potencia de 783 MW en energía eólica; y supera los 850 MW de energía renovable.

MUNDO GRUA S.A.
INGENIERÍA EN IZAJES PESADOS

www.mundogrua.com.ar
info@mundogrua.com.ar
+54 11 4849-5616 Lín. Rot.

De acuerdo al informe mensual elaborado por Fundelec obedeció al impulso que registró consumo industrial

La demanda de electricidad subió 14,2% en mayo

Con temperaturas menores a las de mayo de 2020, la demanda de energía eléctrica registró en mayo último un incremento interanual de 14,2%. La suba del consumo se presentó entre usuarios residenciales y comerciales, pero fundamentalmente fue el sector industrial el que impulsó el ascenso, indicó un informe periódico de la Fundación Fundelec en el que señala que la observar la demanda por tipo de usuario, debe tenerse en cuenta que la comparación interanual es contra un mes donde se presentaba un aislamiento estricto por efecto de la pandemia del Covid-19 (que aún perdura).

El de Mayo 2020 fue un mes donde hubo un impacto en la actividad, principalmente en la demanda de energía de las grandes industrias, con caídas del orden del 23%. En cuanto a la gran demanda, al igual que en los últimos meses, se observa que la misma se encuentra en valores similares a 2019, recuperando el consumo luego del comienzo de la fase Distanciamiento Social, Preventivo y Obligatorio (DISPO), donde en general muchas actividades alcanzaron la demanda previa o superior a la cuarentena.

Los datos de Mayo 2021

En mayo de 2021, la demanda neta total del MEM fue de 10.984,5 GWh mientras que, en el mismo mes de 2020, había sido de 9.617,3 GWh. Por lo tanto, la comparación interanual evidencia un ascenso de 14,2%.

Asimismo, existió un crecimiento intermensual que llegó al 11,9 % respecto a abril de 2021, cuando había ocurrido una demanda de 9.812,4 GWh. En el mes

de mayo 2021 se registró una potencia máxima de 20.557 MW, lejos de los 26.451 MW, record histórico de enero 2021.

La demanda residencial representó el 46 % de la demanda total del país y, además, tuvo un crecimiento de 6,6 % respecto al mismo mes del año anterior. En tanto, la demanda comercial sufrió una suba del 11,6 %, siendo un 26 % del consumo total. Y la demanda industrial representa el 28 % del consumo total, aunque con una fuerte suba en el mes, del orden del 33 % aproximadamente.

Datos generales

La demanda eléctrica registra en los últimos doce meses (incluido mayo de 2021) 7 meses de baja (agosto de 2020, -6,4 %; septiembre, -1,7 %; octubre, -3,5 %; noviembre de 2020, -4,2 %; enero de 2021, -0,5 %; febrero de 2021, -7 %; marzo de 2021, -0,9 %) y 5 meses de suba (junio de 2020, 0,9 %; julio de 2020, 1,2 %; diciembre de 2020, 1,5 %; abril de 2021, 14,9 %; y mayo de 2021, 14,2 %). El año móvil (últimos doce meses) presentan una suba de 0,3 %.

Temperatura

Observando las temperaturas, el mes de mayo 2021 fue más frío en comparación a mayo 2020. La temperatura media de fue de 14.3 °C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue 15.7 °C, y la histórica es de 14.6 °C.

En cuanto al consumo de electricidad por provincia, en mayo, 26 fueron las provincias y empresas que registraron ascensos: Chubut (22%),

Catamarca (17%), Córdoba, Corrientes, Santa Fe y San Luis (14%), La Rioja y Neuquén (13%), Edelap (12%), Edea y Eden (11%), Jujuy y Entre Ríos (10%), Santiago del Estero y Tucumán (9%), Santa Cruz, Chaco, Salta, San Juan y Edes (8%), Mendoza (7%), Río Negro (6%), Misiones (4%), La Pampa (2%), entre otros. En tanto, 1 provincia presentó una caída: Formosa (-8%).

En referencia al detalle por regiones y siempre en una comparación interanual, las variaciones fueron las siguientes: Patagonia -Chubut y Santa Cruz- el consumo creció 18,8% con respecto al mismo mes del año anterior. Metropolitana -Ciudad de Buenos Aires y GBA- tuvo un importante incremento: 14,5 %. Centro -Córdoba y San Luis- la suba en la demanda fue de 13,7 %. Litoral -Entre Ríos y Santa Fe- subió 13,3 %. Bas -todo el interior de la provincia de Buenos Aires (incluyendo La Plata y sin contar Capital Federal y Gba)- ascendió 11,2 %. NOA -Tucumán, Salta, Jujuy, La Rioja, Catamarca y Santiago del Estero- presentó un ascenso de 10,3 %. Comahue -La Pampa, Río Negro y Neuquén- ascendió 8 % respecto a mayo de 2020. Nea -Chaco, Formosa, Corrientes y Misiones- subió 7,9 %. Cuyo -San Juan y Mendoza- aumentó el consumo un 7,3 %.

En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de Capital y GBA, que demandaron un 34 % del consumo total del país y totalizaron un ascenso conjunto de 14,6 %, los registros de Cammesa indican que Edenor tuvo un crecimiento de 14,9 %, mientras que en Edesur la demanda ascendió un 14,3%. En tanto, en

el resto del Mem existió una suba de 11,3%, según datos provisorios de Cammesa.

Datos de generación

La generación hidráulica y térmica son las principales fuentes utilizadas para satisfacer la demanda, aunque se destaca el crecimiento en la participación de las energías renovables.

La generación hidráulica se ubicó en el orden de los 2.047 GWh en mayo 2021 contra 2.093 GWh en el mismo período del año anterior, lo que representa una variación negativa del 2 % aproximadamente. Gran parte del comportamiento de la generación hidráulica lo explican los bajos aportes hidráulicos para las principales centrales del MEM.

Si bien no son muy diferentes en este mayo 2021 en comparación con el mismo mes del año anterior e incluso en algunos casos superior, los caudales se encuentran por debajo de los valores históricos esperados por cuenca.

En lo que respecta a los combustibles, si bien sigue siendo el gas natural el principal combustible, frente a una generación térmica mayor, y con una disponibilidad de gas menor al año pasado, se utilizaron combustibles alternativos para cubrir el aumento en el despacho térmico. Así, en mayo de 2021 siguió liderando ampliamente la generación térmica con un aporte de producción equivalente al 62,92 % de los requerimientos.

Por otra parte, las centrales hidroeléctricas aportaron para cubrir el 17,99 % de la demanda, las nucleares proveyeron 6,29 %, y las generadoras de fuentes alternativas

11,55 % del total. La importación de electricidad representó el 1,24 % de la demanda total satisfecha.

Datos específicos de la pandemia (20-03-20 al 25-06-21)

Según informó CAMMESA, la demanda de energía en los rubros alimentación, comercios y servicios (principalmente supermercados y otros centros comerciales), presentó una caída general de 6,3 % para las primeras tres semanas de junio.


Sin embargo, en la industria en total, para el mismo período, existe una suba de 5,6 %, destacándose el repunte de consumo en industrias vinculadas a la construcción, los productos metálicos no automotor, como también en las industrias químicas, madera y papel, caucho, plásticos y textil.

Mientras que cayeron los consumos de energía en actividades tales como la producción de derivados del petróleo, automotrices y de servicios públicos y transporte, entre otros.

Uno de los sectores que más cayó en el último mes es el de Comercios y Servicios, con cerca del 62,1% y otro es el de cargas y puertos con menos 25,2 %.

Luego del ASPO el 20 de marzo de 2020, la gran demanda presentó una caída promedio del 24 % para los meses de abril y mayo.

Desde el DISPOivo en noviembre, se observó un aumento de la demanda, alcanzando en diciembre la misma demanda que el año anterior, mientras que en el primer semestre de 2021 superaron algunos de los registros del contexto previo a la pandemia.



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

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

Ruta 7 Km 70 Lujan
(02323) 420422

www.incaaislaciones.com.ar

Andamios




Certificado de conformidad
INTI
Nº 67-31300

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

Aislaciones Térmicas





Somos fabricantes de Lana Mineral con certificación ISO 9001 2015

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

Central eléctrica con motores Wartsilä 31SG

En Argentina, una central eléctrica de 58 MW construida y suministrada por el grupo Wartsilä, bajo un acuerdo de ingeniería, adquisición y construcción (EPC), inicio sus operaciones comerciales.

La Central Térmica Manantiales Behr fue construida para YPF Luz. La instalación está ubicada en un importante campo petrolero y la planta de energía funciona con gas proveniente de las operaciones de producción de petróleo.

La firma del acuerdo se realizó en 2018 y el trabajo de construcción se ejecutó en los siguientes dos años, cumpliendo con todos los procedimientos, permisos y especificaciones de la industria del petróleo y el gas, y de acuerdo a estándares y requisitos técnicos establecidos en el contrato.

Los protocolos de seguridad requeridos por la pandemia de Covid-19 durante los últimos 12 meses han ralentizado significativamente el trabajo de construcción en el sitio. Superar estos desafíos ha sido un gran logro para Wartsilä.

La ubicación de la cuenca Manantiales Behr también ha sido un desafío, ya que cuenta con vientos que pueden alcanzar los 180 km / hora y las temperaturas pueden oscilar entre -10 y +40 grados Celsius.

La fiabilidad del suministro es de primordial importancia, ya que la central proporciona la energía necesaria para la producción de petróleo.

Para garantizar su desempeño, el diseño cuenta con cinco motores de alta eficiencia Wartsilä 31SG alimentados con gas, lo que la convierte en la central eléctrica más grande del mundo que funciona con ese modelo de motores.

La nueva instalación reemplaza una planta de energía existente con tecnología menos eficiente.

Adicionalmente, Wartsilä se ha adjudicado un contrato de servicios a largo plazo de diez años, y también proporcionará asesoramiento operativo durante cuatro años.

“Entre los muchos desafíos que tuvimos que enfrentar estaba el hecho de que el combustible para los motores es gas suministrado desde los campos petroleros a muy baja presión.

Afortunadamente, nuestra tecnología es capaz de funcionar con gases especiales a baja presión, pero en este caso fue necesaria la provisión de una planta de compresión que logra aumentar la presión del gas para poder operar correctamente”, comentó Jorge Alcaide, Director de Negocios de Energía, Región Sur, para las Américas de Wartsilä Energy.

El cliente también opera un parque eólico en la misma ubicación, y la central térmica complementa y balancea la energía generada por éste, funcionando como una operación híbrida integrada.

Uno de los parques eólicos más grandes del país

YPF Luz finalizó Los Teros



YPF Luz finalizó la segunda etapa del Parque Eólico Los Teros ubicado en la localidad de Azul, provincia de Buenos Aires, y sumó 52 MW a los 123 MW de potencia instalada de la primera etapa, en operación desde 2020, alcanzando una capacidad total de 175 MW de energía de fuente renovable, eficiente y sustentable, equivalente a la necesaria para abastecer 215 mil hogares.

Capacidad de producción

Con una inversión de 235 millones de dólares y 45 aerogeneradores instalados en una superficie total de 3.610 hectáreas, el Parque Eólico Los Teros tiene la capacidad de producir 838 GWh por año y evitar así la emisión de más de 400 mil toneladas de dióxido de carbono. “Es una gran alegría que hoy el 100% del Parque Eólico Los Teros esté generando energía para los argentinos. Requirió

de mucho esfuerzo y compromiso ante el contexto de Covid-19, con grandes desafíos operativos y logísticos”, sostuvo Martín Mandarano, CEO de YPF Luz. Y agregó, “La finalización de esta obra nos impulsa una vez más a reforzar nuestro compromiso en invertir en el país y generar la energía que necesita para su desarrollo.”

El Parque cuenta con un factor de capacidad de 55%, un nivel de eficiencia que supera ampliamente el promedio mundial del 30%.

Se trata del segundo parque eólico de YPF Luz, luego Manantiales Behr, ubicado en la provincia de Chubut, que en 2020 había alcanzado el factor de capacidad promedio más alto del país.

Desde el Parque Eólico Los Teros, YPF Luz abastece con energía eléctrica a empresas de alto rango como Toyota, Coca-Cola FEMSA, Nestlé, Profertil, Holcim, Santander, Ford, Roca, Hyatt e YPF, entre otros.

Los Teros en números

- Se realizó en dos etapas alcanzando un total de 175 MW de potencia instalada
- Generará energía renovable para 215 mil hogares
- Inversión de 235 millones de dólares
- Inversión: US\$235
- Factor de capacidad: de 55%
- Potencia instalada: 175 MW
- Los Teros I: 123 MW - 32 aerogeneradores General Electric de 3,83MW c/u
- Los Teros II: 52 MW - 13 aerogeneradores General Electric de 4MW c/u
- Superficie: 3.610 hectáreas
- Energía equivalente a las necesidades de 215 mil hogares
- Dimensiones de aerogeneradores: Altura torre: 110m - Diámetro de pala de 137m
- 1 subestación para conectar la línea de 132 Kv entre Tandil y Olavarría
- Hasta 800 personas contratadas en el pico de la obra: 60% de Azul y alrededores, 40% de otras ciudades del país y del exterior.

La distribuidora Edenor ya es operada por el consorcio Edelcos

La compañía distribuidora de electricidad Edenor quedó, desde el 1 de julio, a cargo del consorcio Edelcos-SA (Empresa de Energía del Cono Sur S.A.) integrado por Daniel Vila, José Luis Manzano y Mauricio Filiberti, tras una operación de compra por US\$ 100 millones a Pampa Energía.

El nuevo directorio de la empresa está integrado por el Presidente: Neil Arthur Bleasdale, Vicepresidente: Esteban Macek, Directores titulares: Nicolás Mallo Huergo, Eduardo Marcelo Vila, Edgardo Volosín, Federico Zin, y Mariano Lucero.

Son Directores Suplentes: Hugo Quevedo, Mariano Cuneo, Daniel Seppacuerca, Diego Hernán Pino, Sebastián Álvarez, y María Teresa

Grieco.

En un comunicado la empresa informó además que “teniendo en cuenta los estándares de calidad en la prestación logrados por la actual gestión, y con la continuidad de su equipo, procuraremos seguir mejorando el servicio de energía eléctrica a cada uno de los más de 3.200.000 clientes de Edenor”.

“El invierno y la mayor pandemia que ha sufrido la humanidad en el último siglo han generado un consumo récord de electricidad nunca antes visto para estas épocas. De hecho, el lunes pasado (28/6), la empresa alcanzó su pico histórico de demanda con 5.596 MW, superando al anterior del 17 de junio de este año de 5.313

MW”, se describió.

“Edenor estuvo a la altura de la excelencia que la demanda requirió. Los clientes, el servicio y su atención serán la prioridad de la gestión, como así también desarrollar el capital humano de sus casi 5.000 empleados, gracias a cuyo esfuerzo y trabajo diario 9.000.000 de personas reciben el suministro eléctrico”, destacó la compañía.

Al respecto se puntualizó que “los desafíos son grandes: los accionistas y el equipo de conducción que se suman a la compañía tienen la experiencia en el sector energético para asumir las responsabilidades que implica la administración de la empresa eléctrica más grande del país”.

La compañía “tendrá un rol activo en la innovación y en promocionar la transición energética, la electrificación de la economía, del transporte y distribución de energías renovables, donde los propios usuarios sean en un momento consumidores y en otro, generadores de energía al sistema”, se indicó.

Edenor es la mayor distribuidora de electricidad de la Argentina en términos de números de clientes y de electricidad vendida (20 por ciento del total consumido). Es una empresa privada y Argentina con un área de concesión de 4.637 kilómetros cuadrados, que incluye 21 municipios del AMBA en los que habitan más de 9 millones de personas.

Se asociaron Schlumberger New Energy con Panasonic Energy of North America en vista a la alta demanda del mineral

Alianza de gigantes por el litio

Por Victor Delbuono

Schlumberger New Energy (SNE), la nueva división de la mayor empresa de servicios petroleros del mundo y Panasonic Energy of North America, la división norteamericana de Panasonic Corporation, anunciaron el último 10 de junio la firma de un acuerdo de cooperación.

El acuerdo implica la validación y optimización de un proceso innovador de extracción y producción de litio que utilizará SNE en su planta piloto de NeoLith Energy en Nevada.

Esta cooperación busca satisfacer el aumento esperado en la demanda de litio a medida que el mercado de vehículos eléctricos (EVs) despegue en todo el mundo.

El enfoque sostenible de NeoLith Energy utiliza un proceso diferencial de extracción directa de litio (DLE por sus siglas en inglés) para producir material de litio grado batería de alta pureza, reduciendo el tiempo de producción de más de un año a semanas.

De acuerdo al press release de las compañías, este proceso contrasta con los métodos evaporativos convencionales para producir litio, al poseer una huella física y de consumo de agua significativamente menor.

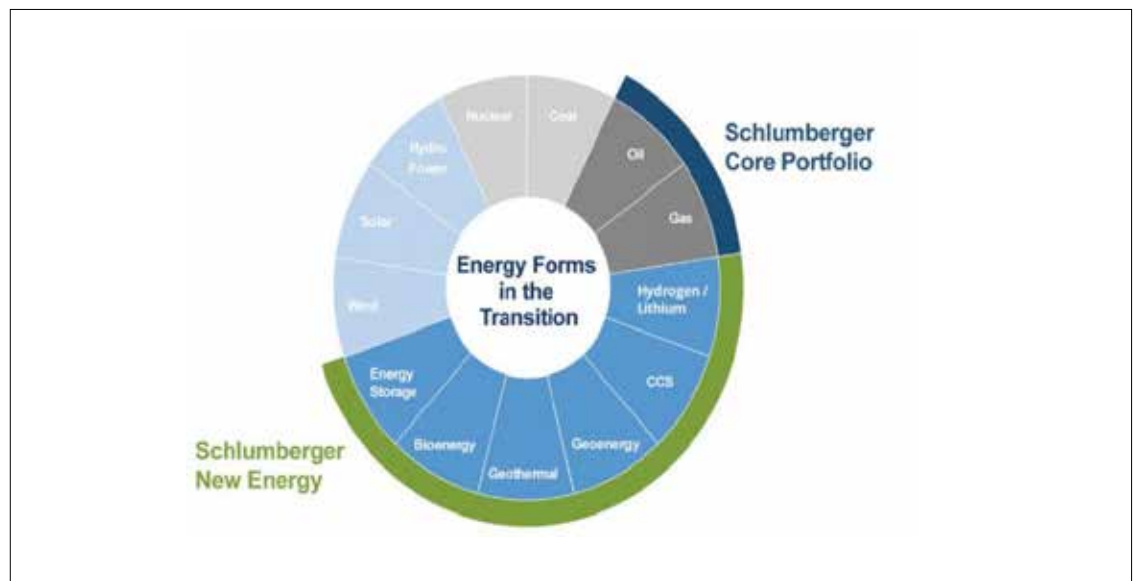
El proyecto, actualmente en fase piloto, propone bombear salmuera del subsuelo, extraer más del 90% del litio disuelto y retornar más del 85% de la salmuera de regreso de una manera ambientalmente segura.

El objetivo final es eliminar la necesidad de agua dulce de una fuente externa y reducir el impacto ambiental.

Panasonic proporcionará la optimización de la calidad grado de batería del litio que requiere para sus celdas. Situada en Clayton Valley, Nevada, la planta piloto de NeoLith Energy está a solo 320 km de la planta de baterías de Panasonic, en la ciudad de Sparks.

Esta última planta se encuentra integrada en la Gigafactory de Tesla, ya que Panasonic provee los packs de celdas de cada vehículo de la marca de Elon Musk.

Como empresa de tecnología global y líder en baterías de iones de litio, Panasonic tiene un historial comprobado en innovación y soluciones avanzadas para la industria automotriz. Allan Swan, pre-



sidente de Panasonic Energy of North America, manifestó: “Panasonic tiene un compromiso de larga data en contribuir a la sociedad y aumentar la sostenibilidad en la cadena de suministro mientras trabajamos para producir las baterías más seguras, de la más alta calidad y más asequibles del mundo como prioridad crítica”, “Esperamos trabajar con Schlumberger New Energy para lograr nuestra visión de avanzar en el área de las baterías de iones de litio y acelerar la transición hacia las energías limpias”.

Además de NeoLith Energy como división especializada en Litio, Schlumberger ha creado Genvia para la producción de hidrógeno; una división CCS (carbon capture and storage) para capturar carbono de la industria asociada y almacenarlo en el subsuelo;

GeoFrame Energy, para desarrollar proyectos geotérmicos en el mundo y Celsius Energy en el mundo de la calefacción y refrigeración de edificios, otro sector importante para la gestión de emisiones.

¿Que implica la firma de este acuerdo para los países del triángulo del litio sudamericano?

En primer lugar, no se debe perder de vista que Nevada, precisamente en el salar de Silver Peak, fue el Estado que vio nacer el aprovechamiento de salmueras para la extracción de litio en la década del '60. Foote Mineral Company dio origen al método de evaporación de salmuera en el Clayton Valley que entre la década del '80 y '90 se extendió a Chile y Argentina. Foote y la tecnología han pasado de manos: Chemetall, Rockwood y Albemarle que

actualmente opera en el Salar de Atacama en el país vecino.

Silver Peak es la única operación de litio de los Estados Unidos que se ha mantenido activa hasta hoy, aunque a una menor escala que en los salares sudamericanos.

De acuerdo al Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS), el país depende en más del 50% de importaciones para abastecer sus requerimientos domésticos de litio, pero esa historia podría revertirse en el corto o mediano plazo.

La revolución del shale oil y shale gas permitió revertir la dependencia de petróleo extranjero en poco más de una década convirtiendo a Estados Unidos en el primer productor mundial en sendos hidrocarburos y un exportador neto de energía. De la misma manera que con los recursos no convencionales, la tecnología (y los capitales)

podrían ponerse al servicio de recursos de menor calidad para convertir a Nevada en el nuevo epicentro del litio.

Fuente: Obaya, Céspedes (Cepal 2021) en base a USGS

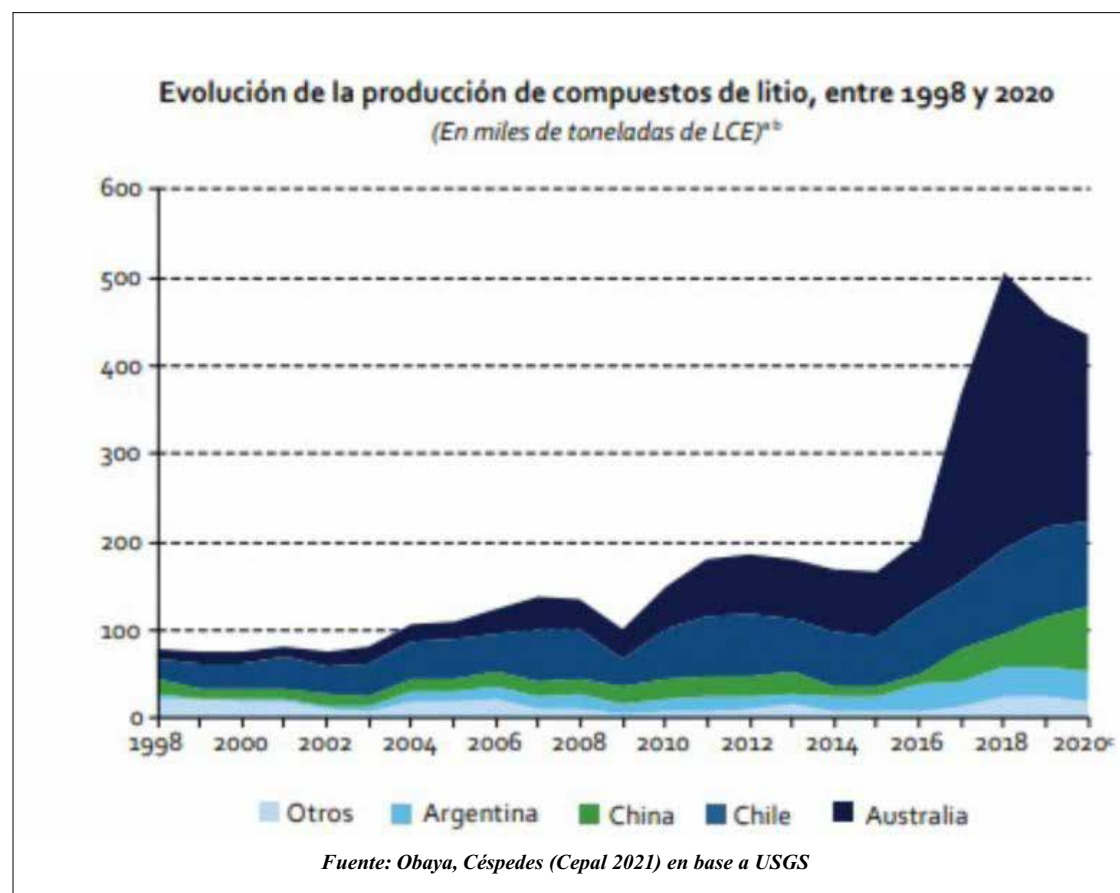
Así como el boom del litio de los últimos cinco años fue capitalizado principalmente por Australia y China (8,5 de cada 10 nuevas toneladas puestas en el mercado entre 2016 y 2020 provinieron de estos países, casi 6 solo de Australia), el nuevo crecimiento de la demanda puede ser provisto por fuentes alternativas a los salares sudamericanos, de continuar las oscilaciones en las políticas del triángulo.

Es bien sabido que el litio es un recurso abundante en el mundo y si los tres países no logran aprovechar oportunamente el crecimiento de la demanda previsto, el litio será, una vez más, provisto extramuros... o extratriángulo.

Nevada, como se señaló previamente, vio nacer al método de producción evaporítico, pero además ha concentrado una buena parte de los presupuestos exploratorios relacionados al litio en los últimos 3 años. LithiumAmericas, sin ir más lejos, ha desinvertido en el proyecto Cauchari-Olaroz en Jujuy, al vender participación a Ganfeng, para redireccionar recursos al proyecto Thacker Pass en Nevada que obtuvo la aprobación ambiental en enero pasado.

Pure Energy Minerals es el proyecto con las pertenencias más cercanas al salar de Silver Peak y es el que ha sido seleccionado por Schlumberger para probar el método DLE.

Lo potente de la alianza radica en la espalda financiera de Schlumberger y Panasonic que en 2019 reportaron ingresos brutos que rondan en conjunto los US\$ 105.000 millo-

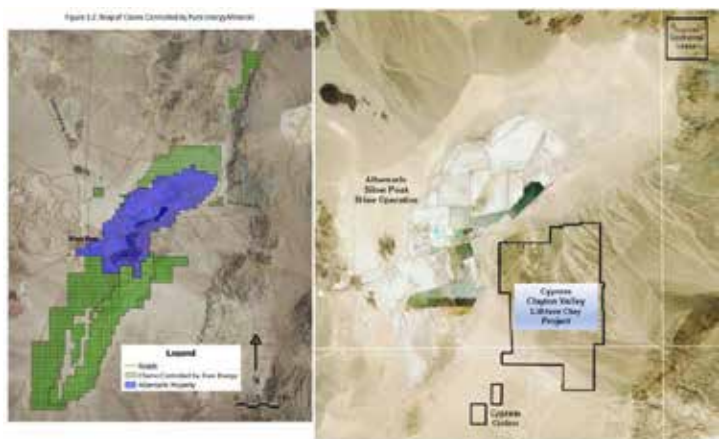


Viene de la página 23

Alianza de gigantes...



Fuente: Press Release Schlumberger New Energy (SNE)



Fuente: PEA Pure Energy Minerals y Prefactibilidad Cypress Development Corp.

nes. Esta suma equivale a 2,5 veces el PIB de Bolivia para el mismo año, más de un tercio del PIB chileno y casi un cuarto del PIB argentino.

Proyectos cercanos a la operación Silver Peak de Albermarle

Varias cuencas de sedimentos clásticos con evidencia de actividades volcánicas caracterizan al Estado de Nevada, lo que favorece el hallazgo de trazas y ocurrencias de litio en depósitos de diferente tipo (salmueras, arcillas, geotermales).

Si bien estos recursos pueden no tener la calidad o las leyes minerales medias de los salares del triángulo, hay otro factor determinante que es la seguridad de abastecimiento y la institucionalidad del marco donde opera la actividad.

A abril 2021 se registran 8675 pedimentos activos por litio en Nevada y además de Clayton Valley otras 21 cuencas con exploración presente o histórica en busca del mi-

neral.

Nevada ha otorgado un paquete de estímulos fiscales de US\$ 1.300 millones a Tesla para la instalación de la Gigafactory.

En materia de actividad minera, el valor de la producción estadual del 2020 superó los US\$ 9.000 millones, más de tres veces las exportaciones minerales de la Argentina.

En el último informe del instituto Fraser, lanzado en febrero 2021, sobre la competitividad para la atracción de inversiones, el Estado de Nevada se ha ubicado en el 1º lugar entre las 77 jurisdicciones evaluadas en el mundo.

El índice está compuesto en un 60% por el potencial geológico y un 40% por la percepción acerca de la política y el marco normativo en torno a la actividad. Este 40% es el que fácilmente puede convertirse en 100% en algunas jurisdicciones, cuando de él depende decidir o no una inversión a largo plazo.

Aumentó 64% este año

El precio del carbón alcanzó el nivel más alto en una década

La escasez de gas natural en Europa, el repunte del consumo eléctrico y las escasas lluvias en China presionaron al alza el consumo de carbón.

Esta situación se vio perjudicada por la caída en la producción en las minas de Colombia y Australia

Como resultado, los precios del carbón térmico, que las centrales eléctricas quemaron para convertir el agua en vapor, se han más que duplicado durante el último año.

El carbón entregado al no-

roeste de Europa a principios de este mes alcanzó su precio más alto desde noviembre de 2011, habiendo subido un 64% en 2021.

Los precios del carbón exportado desde Newcastle en Australia, la mayoría del cual se dirige a Asia, han subido un 56%, según Argus Media.

El rally alcista de los precios es un recordatorio de que los esfuerzos para eliminar el carbón en los sistemas de energía para limitar las emisiones que calientan el planeta se encuentran en sus prime-

ras etapas, y pueden resultar paralizados mientras el combustible compite con otras fuentes de energía.

El apetito mundial por el carbón alcanzó su punto máximo en 2014 y es poco probable que vuelva a los niveles anteriores al coronavirus, pronostica la Agencia Internacional de Energía. Pero los analistas dicen que los aumentos repentinos de la demanda, junto con la escasez de inversión en nuevos suministros, podrían conducir a períodos de precios más altos.



Prohibirán en Chile la generación a base de carbón

La Cámara de Diputados de Chile aprobó un proyecto de ley que prohíbe en todo el territorio nacional la instalación y el funcionamiento de centrales de generación termoeléctrica a base de carbón a partir del 31 de diciembre de 2025, con lo que el articulado pasará ser discutido en el Senado.

En Chile existen cinco áreas llamadas "zonas de sacrificio": Quintero-Puchuncaví, Coronel, Huasco, Mejillones y Tocopilla, territorios con alta concentración de industrias contaminantes pegadas a la población. La aprobación del proyecto de ley fue celebrada por diputados de oposición

que buscaban adelantar el cierre de las centrales eléctricas alimentadas por carbón, que según anuncios gubernamentales previos podían funcionar como máximo hasta el año 2050.

El secretario de Estado consideró que el proyecto de ley "simplifica a nivel de lo absurdo un problema muy complejo", argumentando que en Chile aún faltan sistemas de transmisión que permitan inyectar la energía producida por fuentes renovables.

La iniciativa será debatida en el Senado chileno en su segundo trámite constitucional.

Nuestro pensamiento está en brindar el mejor servicio a todos nuestros clientes

Por eso, durante más de 25 años de gestión incorporamos al servicio a cerca de 800 mil familias y ampliamos nuestra red de distribución superando los 25.000 km.

Naturgy



Un mineral clave en las nuevas tecnologías

YPF incursiona en la producción de litio

YPF creó la empresa YPF Litio S.A. a través de la cual incursionará en el desarrollo del aprovechamiento de este mineral de alta demanda como materia prima para la producción de baterías de los vehículos eléctricos.

Fuentes de la compañía consultadas por Telam, confirmaron que el directorio de la petrolera aprobó la creación de la nueva empresa que llevará el nombre de YPF Litio S.A., tal la denominación que se gestionó ante la Inspección General de Justicia, lo que permitirá incursionar en un rubro largamente analizado desde la gestión del ex-presidente Miguel Galuccio, y la de su sucesor Miguel Gutiérrez.

La iniciativa se convirtió en realidad ahora, a partir de la decisión del actual titular de la compañía, el santacruceño Pablo González, quien llevó adelante la creación de la nueva empresa del grupo, como parte de *“la necesidad de ir preparándose para acomodar la industria a un nuevo tipo de energías, y hacerlo con una visión de futuro”*.

González en la última reunión de directorio planteó que *“se tiene que pensar en diversificar el horizonte de negocios”* de la compañía lo que se consolida en la creación de la figura societaria en relación al litio, y que permitirá *“sumar un horizonte de inversiones para los accionistas”*.

“También se cuenta con el acompañamiento de las provincias productoras que están a disposición de YPF y creen que con el liderazgo que tiene en diversos rubros, no solamente la producción, es fundamental para llevar adelante nuevas figuras asociativas que diversifiquen el horizonte de negocios”, explicó.

El propio González aseguró que la iniciativa de creación de la nueva empresa *“tuvo el acuerdo del presidente Alberto Fernández y de los gobernadores”* de las provincias que cuentan con las mayores reservas de litio del país, entre las que se encuentran Jujuy, Salta y Catamarca.

YPF Litio tendrá así parte de su misión enfocada en el sector extractivo, para lo cual tiene la experiencia necesaria no sólo por la actividad hidrocarbúrfica que desarrolla hace 99 años sino sobre la base de la división de minería a través de la Compañía de Inversiones Mineras S.A. (Cimsa) que acaba de absorber formalmente hace dos meses.

Pero también avanzará en el proceso de investigación



y desarrollo de los procesos variados de industrialización del mineral, lo que incluye la etapa final de producción de baterías de litio para la industria automotriz y de energías renovables, rubros de alto valor agregado para el mineral.

Tal como viene ocurriendo en las grandes petroleras globales, YPF es *“la primera empresa de energía integrada del país que ya está pensando en los desafíos que vienen, liderando la transformación energética a través de la utilización de renovables y la investigación sobre otras fuentes como el litio o el hidrógeno”*, explicaron en la compañía.

La nueva área de trabajo seguirá la línea ya trazada por YPF Luz en el campo de la generación eléctrica, tanto en la operación de centrales termoeléctricas como en el desarrollo de las energías renovables, en las cuales cuenta con los proyectos eólicos de Manantiales Behr, Los Teros y Cañadón León.

YPF también encabeza el consorcio de investigación y desarrollo del hidrógeno, iniciativa conocida como H2ar mediante la cual convocó a grandes empresas locales para convertir al país en productor a gran escala de hidrógeno obtenido a partir de energías renovables, un elemento clave en la transformación del sistema energético global.

La decisión de YPF va a tono con el objetivo del Gobierno nacional de explotación del litio y su agregación de valor local de carácter estratégico como ventana de oportunidad de desarrollo de

la movilidad sustentable, vinculada a la existencia de las reservas de litio en el país.

El presidente Alberto Fernández anunció el 1º de marzo, en la apertura de sesiones ordinarias del Congreso, el envío de un Proyecto de Ley de Promoción de la Movilidad Sustentable durante el presente año, con la que se promoverá la producción local de vehículos propulsados con fuentes no convencionales.

Ya en noviembre de 2014, bajo la gestión de Galuccio, YPF a través su Y-Tec (YPF Tecnología S.A.) firmó un convenio marco para la creación del Centro de Investigaciones Científicas y Tecnológicas sobre Litio y sus aplicaciones, junto al Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (Conicet), la provincia de Jujuy, y la Universidad Nacional de Jujuy (UNJu).

En diciembre de 2016, Y-TEC firmó con la compañía italiana FIB-FAAM y la empresa Jujuy Energía y Minería Sociedad del Estado una carta de intención para avanzar en el estudio de factibilidad de la construcción de la primera planta de celdas de ion-litio de la Argentina, a lo que siguió en 2019 un acuerdo con la provincia de Jujuy para incrementar la cooperación en los desarrollos en torno al mineral.

Ya en la actual gestión de Gobierno, en junio de 2020, el secretario de Minería, Alberto Hensel, admitió el interés en que YPF, en la que el Estado cuenta con el 51% de las acciones, abra una di-

visión para desembarcar en el sector minero y asociarse con empresas extranjeras, idea que conversó con el entonces titular Guillermo Nielsen, a través de Cimsa, la firma que la petrolera adquirió en 2013, para proveerse de las arenas silíceas que utiliza para la fractura no convencional.

La Argentina, junto a Bolivia y Chile, pertenece al llamado Triángulo de Litio, en el cual alrededor del 67% de las reservas probadas y cerca de la mitad de la oferta global se concentran en esa zona para atender a un proceso de reconversión tecnológica.

Así, este mineral es considerado el punto de partida para poner en valor el potencial que tiene el país: la dotación de recursos naturales, las redes de investigación y desarrollo, una industria automotriz con proveedores locales y regionales y una industria química de trayectoria.

CAEM destaca rol de YPF en mercado del litio

El presidente de la Cámara Argentina de Empresarios Mineros (CAEM), Alberto Carlocchia, consideró *“interesante”* que YPF explore las oportunidades del litio como hacen otras petroleras a nivel mundial, y dijo que este tipo de iniciativa *“se contraponen a las voces que proponen una estatización del litio”*.

Carlocchia se refirió de esta manera sobre la reciente creación de la empresa YPF Litio, aprobada por el directorio de la petrolera y anunciada por el presidente de la

compañía Pablo González, lo que permitirá a petrolera incursionar verticalmente en toda la cadena de producción y agregación de valor del mineral.

“Que una empresa como YPF explore las oportunidades del litio puede ser interesante”, dijo Carlocchia a Télam, al afirmar que *“incursionar en su desarrollo, sería una decisión de su directorio que de hecho, a nivel mundial otras empresas petroleras también han dado este paso”*.

“En contraposición a esta noticia que podría ser positiva, han surgido también voces que de confirmarse pondrían una estatización del litio”, contrastó el dirigente empresario.

Carlocchia aludió de esta forma al proyecto de ley que legisladores nacionales anticiparon que presentarán para declarar de *“interés nacional”* a los recursos existentes de litio.

“Este tipo de noticias generan incertidumbre y dudas en los inversores y pueden hacer que el país pierda su ventana de oportunidad”, dijo el presidente de CAEM.

“Hoy es momento de generar una planificación inteligente que nos ayude a posicionar al país y a maximizar oportunidades”, concluyó Carlocchia.

En el país, se esperan inversiones que alcancen los US\$ 470 millones para 2021 en alrededor de 20 proyectos de litio, de los cuales se estima que el 86% de ese monto será destinado a la construcción y ampliación de las plantas que tienen los proyectos en los salares del noroeste argentino.

El 10% de las inversiones se prevé que estarán orientadas a los desarrollos que están en etapa de exploración y el 4% restante al sostenimiento de los emprendimientos.

La demanda del mineral es central y creciente en la electrónica, para el desarrollo de las baterías de ion-litio de los teléfonos celulares y las computadoras portátiles, y en la industria automotriz para los nuevos vehículo de propulsión eléctrica que se anticipa será el segmento que multiplicará su demanda,

El litio es un mineral también considerado irremplazable, hasta el momento, en varias cadenas industriales y tecnológicas estratégicas como a militar, la espacial y la satelital, o el las ramas del aluminio, caucho sintético, cerámica, farmacéutica, lubricantes y ampliamente en la del vidrio,.

Busca convertirse en un agente exportador de energía verde

El estado actual del Mercado Eléctrico Uruguayo y sus perspectivas

Por Oscar Ferreño

Para comenzar a analizar el Mercado Eléctrico Uruguayo empecemos por analizar algunas características particulares de este país.

Uruguay es un país pequeño de América Latina con baja densidad de población.

Tiene una superficie de 180.000 kilómetros cuadrados. Tiene la forma de un triángulo rectángulo de 600 km de base y 600 km de altura y una población de 3:500.000 de habitantes, concentrados en la base de este triángulo.

El país no tiene recursos energéticos fósiles, su economía es básicamente agropecuaria y destina a estas tareas más de 140.000 kilómetros cuadrados. Posee una topografía simple y plana, sin grandes colinas, y el 90% de su territorio está por debajo de los 200 m sobre el nivel del mar.

Entre los años 1940 y 1980 desarrolló todo su potencial hidroeléctrico posible. Este consiste en casi 1600 MW instalados, con una producción anual que puede variar en períodos de 25 a 30 años entre un mínimo de 3500 GWh anuales a un máximo de 9500, estableciendo un valor medio de 7500 GWh anuales. Hoy la demanda eléctrica anual es del orden de 11.000 GWh, con una tasa de crecimiento cercana al 2%, y un pico de demanda máximo de potencia de 2000 MW.

En la última década del siglo pasado se tomó, aunque no de forma explícita, la decisión de alimentar la demanda de electricidad interna con la generación de las hidroeléctricas, complementándolas y respaldándolas con energía



térmica importada desde Argentina.

Argentina posee recursos fósiles muy abundantes y como alguno de los complejos hidroeléctricos de Uruguay tiene carácter binacional con este país, existe entre ambos una interconexión eléctrica de 2000 MW de capacidad que facilita enormemente los intercambios. Además, desde 2018 hay también una interconexión con Brasil de 500 MW. Uruguay y Argentina tienen un sistema eléctrico en 50 Hz, mientras que el de Brasil es de 60 Hz.

A principios de este siglo se observó que el sistema eléctrico uruguayo era muy vulnerable a los problemas económicos y energéticos de Argentina. Ante este escenario se comenzó a analizar distintas alternativas para la ge-

neración eléctrica.

Se analizó la posibilidad de instalar una central nuclear, y de instalar una planta regasificadora a efectos de importar gas natural licuado.

Al mismo tiempo se comenzó a analizar distintas tecnologías de energías renovables no convencionales, como la biomasa, la fotovoltaica y la eólica.

Respecto a estas últimas, si bien se presentaban como una alternativa posible, la comunidad científica local y la propia sociedad las veía en forma crítica. Se las veía como una solución marginal. Lo cierto era que en la primera década de este siglo ningún mercado eléctrico mostraba participaciones de la eólica o solar superiores al 10 %.

Las autoridades decían: “no pretendamos que las ER-

NC resuelvan el problema energético, pero sí que colaboren a hacerlo”.

Este descreimiento se basaba en la llamada intermitencia de la eólica y de la solar fotovoltaica, que eran las únicas dos fuentes renovables no convencionales que aparecían con gran potencial y que además eran económicamente competitivas con las convencionales.

La mayor parte del país pensaba que al haberse agotado el desarrollo hidroeléctrico, Uruguay estaría condenado a convertirse en un país con un mercado eléctrico predominantemente térmico.

Además de la intermitencia de la eólica y la fotovoltaica se hablaba de “incursiones de potencia”, es decir, rampas muy bruscas tanto de subida como bajada de la produc-

ción energética de estas fuentes. Se ponía el ejemplo de un viento muy fuerte, que hiciera que todo el parque eólico estuviese a su máxima potencia, y que luego un nuevo aumento del viento hiciese colapsar toda la producción.

La experiencia de Uruguay demostró que estos temores eran infundados. De hecho, su sistema eléctrico ha funcionado como un laboratorio donde se pudo comprobar la viabilidad de estas tecnologías.

A la fecha día de hoy, la eólica y la fotovoltaica han desplazado totalmente a la generación térmica fósil, quedando esta solamente para un respaldo que puede ser considerado como de emergencia.

Hay varias razones que justifican este comportamiento:

UBICACIÓN, COMODIDAD Y TRAYECTORIA

IDEAL PARA DISFRUTAR BARILOCHE

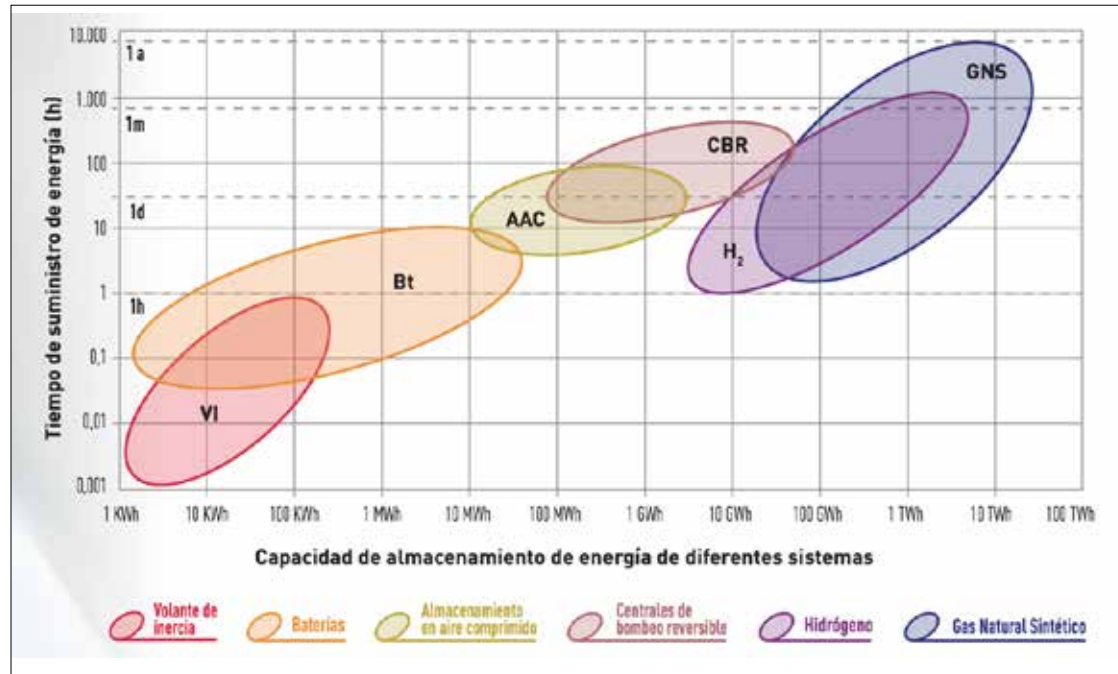
EN PLENO CENTRO DE LA CIUDAD
CONTAMOS CON ESTACIONAMIENTO PRIVADO
Y EXCLUSIVO CAFÉ BAR.

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

Resulta que la solar fotovoltaica y la eólica no son realmente intermitentes, sino que son “variables persistentes”, es decir las variaciones de potencia no son bruscas, sino que son lentas y tienden a mantener la potencia que están produciendo, es decir si a una hora H la potencia es P, lo más probable es que a la hora H+1 la potencia también sea P. La idea de la intermitencia creo que se puede asociar a parques eólicos o solares concentrados, pero la realidad es que estos se extienden por regiones y el recurso va variando continuamente en la región en forma de “olas”.

Hay una complementariedad natural entre el recurso eólico y el recurso solar. Durante la noche la superficie de la tierra es más fría que durante el día, haciendo a la atmósfera más estable, lo que se traduce en un gradiente de velocidad del viento menor obteniéndose mayor velocidad del viento en zonas cercanas a la superficie de la tierra. Esto se traduce en que cuando no hay sol el viento es mayor. Al mismo tiempo en invierno tenemos mayor densidad del aire y en verano tenemos mayor radiación solar.

Hay una complementariedad natural entre la producción hidroeléctrica de centrales de embalses que permiten cierta gestión de su producción y las centrales eólicas y solares que no son gestionables. Los fenómenos hidráulicos (temporadas lluviosas o de sequías) son de baja frecuencia, mientras que las variaciones de viento y sol son de alta frecuencia. Esto se traduce en que una central hidroeléctrica de embalse tiene confiabilidad en cuanto a la capacidad de prever la disponibilidad de producción en el corto y mediano plazo, pero no hay certezas en cuanto a plazos que superen la capacidad de almacenamiento de sus embalses. Por otra parte, las centrales fotovoltaicas y eólicas son absolutamente predecibles en términos anuales.



les.

Los embalses actúan como verdaderas baterías de almacenamiento de energía, la energía no gestionable que se produce desplaza a la hidroeléctrica de embalse y estas acumulan su caudal natural. Por el desarrollo hidroeléctrico binacional Uruguay posee una gran capacidad de interconexión con Argentina. Esto aumenta la región donde tienen influencia las energías renovables y provoca una atenuación de las variaciones.

Ahora bien, hasta ahora los embalses han contribuido a la integración de las energías variables, sin embargo, esta composición del parque generador actual solo será suficiente para abastecer el crecimiento vegetativo de la demanda para los próximos 8 ó 10 años.

Más allá de esos horizontes de tiempo, si queremos continuar abasteciendo la demanda eléctrica con las ERNC debemos recurrir a almacenamiento que sea complementario al que brindan las centrales hidroeléctricas. Es necesario determinar qué características debe tener este almacenamiento en cuanto a la capacidad de reserva en el tiempo.

Las centrales fotovoltaicas tienen una clara frecuencia de

variación diaria, pero además tiene una variación estacional. Un parque fotovoltaico con “trackers” tiene en Uruguay un factor de capacidad de 24 %, pero este varía entre 13% para el bimestre junio julio, a un 35% para el bimestre diciembre enero.

Más difícil es identificar las variaciones de los factores de capacidad de la eólica.

En los siguientes gráficos se muestran los factores de capacidad de los mejores parques eólicos del Uruguay que suman 1190 MW, para un día, para 10, para 30 y para 60 días.

En la gráfica de 30 y 60 días puede verse claramente la diferencia de factor de capacidad de la eólica entre el invierno y verano, en parte debido a la mayor densidad del aire en invierno y en parte a la mayor velocidad de los vientos. Esto es complementario con la producción solar fotovoltaica.

Por otra parte, las variaciones del factor de capacidad de la eólica en 10 días son del orden de 45% en invierno y 20 % en verano, mientras que para 30 y 60 días estas diferencias son menores al 10% tanto en invierno como en verano.

Esto lleva a suponer que lo ideal sería combinar la fuente solar con la fuente eólica y

con capacidad de almacenamiento del orden de treinta a sesenta días.

Veamos ahora en la siguiente figura cuales son las tecnologías de almacenamiento que mejor se adaptan a estas características.

Esta figura se ha tomado de:

Specht, M., Baumgart, F., Feigl, B., Frick, V., Stürmer, B., Zuberbühler, U., Sterner, M. y Waldstein, G., (2009). Storing renewable energy in the natural gas grid. Disponible en <https://bit.ly/2ZhQtvD>.

Para las características de Uruguay, con un Mercado Eléctrico anual de 11 TWh y una necesidad de almacenamiento de alrededor de un mes, las únicas tecnologías que se adaptan son: el almacenamiento mediante H2 puro o mediante el gas natural sintético el cual se obtiene a través del H2.

Esto es muy interesante ya que la única forma de ir “descarbonizando” la matriz energética es ir sustituyendo paulatinamente la energía proveniente de combustibles fósiles con hidrógeno producido por energías renovables no convencionales. El Mercado de Combustibles Fósiles de Uruguay es entre 4 y 5 veces el Mercado Eléctrico. Si ese Mercado empieza a sustituirse por H2 “verde” obteni-

do de ERNC el problema de la variabilidad de las ERNC se irá resolviendo en forma paulatina, ya que ese H2 servirá también como almacenamiento.

Ante este escenario pueden surgir dos interrogantes:

¿hay potencial suficiente en Uruguay?
¿es económicamente competitivo?

Hoy hay instalados en Uruguay unos 1.500 MW eólicos y 250 MW solares. A modo de referencia, los 1.500 MW eólicos se ubican en campos dedicados a la ganadería y agricultura sin producir interferencia con esas producciones que abarcan unas 45.000 hectáreas, esto es a razón de 1 MW cada 30 hectáreas, si consideramos que hay 14.000.000 de hectáreas dedicadas a las tareas agropecuarias, vemos que el potencial es varias superior a lo necesario.

En cuanto a la viabilidad económica, hoy la producción de H2 “verde” a partir de la eólica y solar dedicada ronda los 6 US\$/kg. El poder calorífico del H2 es tres veces superior al de los combustibles fósiles y el rendimiento del uso del hidrógeno en actividades electromecánicas puede ser hasta el doble del uso de combustibles fósiles.

Esto acerca el costo del H2 verde al costo de los fósiles, aunque todavía no parece ser competitivo. Sin embargo, el desarrollo tecnológico esperable lo acercará más y en algún momento tendremos que monetizar el impacto ambiental de seguir emitiendo gases de efecto invernadero.

Llegado ese momento, Uruguay podrá abastecer todo su Mercado de Energía con ERNC y convertirse además en un agente exportador de energía verde.

*Director Relaciones Institucionales y Regulación de Ventus
oferreno@ventus.global*

PALEO HNOS

Más de 50 años transportando líquidos a granel

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

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



Bolsonaro pide a la población ahorrar energía ante la peor crisis hídrica de Brasil en 91 años

Sobrevuela el fantasma del caos energético en Brasil si no se privatiza Eletrobras

El Gobierno de Brasil usó la cadena nacional de radio y televisión para pedirle a la población que ahorre energía eléctrica y agua potable para evitar aumentos de tarifas y enfrentar la sequía en las principales cuencas hidrográficas, que está provocando la peor crisis hídrica de los últimos 91 años.

El ministro de Minas y Energía, Bento Albuquerque, dio el mensaje anoche en el marco de las medidas de emergencia aprobadas por su cartera para monitorear la situación crítica, aunque en todo momento el Gobierno de Jair Bolsonaro descarta que existan apagones o un racionamiento como ocurrió en 2001, bajo la presidencia de Fernando Henrique Cardoso (1995-2002).

Tranquilizador, Bolsonaro afirmó que *“Si no se privatiza Eletrobras vamos a tener un caos”*. Esto a menos de una semana de la aprobación por parte del Congreso de la privatización del gigante estatal eléctrico Eletrobras, mayor empresa eléctrica latinoamericana, que perderá la mayoría accionaria del Estado federal.

“El uso consciente y responsable de agua y energía reducirá considerablemente la presión sobre el sistema eléctrico, disminuyendo también el costo de la energía generada”, afirmó el ministro.

Agregó que *“para aumentar nuestra seguridad energética es fundamental que, además de los sectores de comercio, de servicios e industria, la sociedad brasileña,*



todo ciudadano consumidor, participe de este esfuerzo, evitando desperdicio de energía eléctrica, para minimizar los impactos”.

Contradictoriamente, Albuquerque descartó la necesidad de un racionamiento de energía como ocurrió por última vez en 2001.

En su mensaje de radio y televisión, Albuquerque explicó que Brasil vive la peor sequía de los últimos 91 años en las cuencas hídricas en sudeste y sur de Brasil, entre ellas la del Paraná, a tal punto que en los últimos días ganan espacio en la agenda pública imágenes sobre la falta de presión en las aguas de las Cataratas del Iguazú, que Brasil comparte con Argentina.

Además, defendió la política energética del país de reducir la dependencia de hidroeléctrica y haber sumado otras fuentes como biomasa,

eólica y solar.

Brasil ha hecho de la energía hidroeléctrica en los últimos 50 años su principal matriz energética y Albuquerque calificó a su sistema como *“robusto”*.

En el Congreso, el oficialismo defiende, frente a las protestas indígenas, permitir la construcción de hidroeléctricas y la explotación minera en reservas indígenas.

En su mensaje, el ministro buscó *“tranquilizar a todos”* y afirmó: *“Estamos seguros de que superaremos este momento desafiante y transitorio.”*

Están previstos aumentos en las tarifas en caso de que sea necesario utilizar centrales térmicas para compensar la reducción de producción de energía hidroeléctrica.

San Pablo, el polo industrial más desarrollado de América Latina, recibe su energía de la central binacio-

nal brasileño paraguaya de de Itaipú y ya se creó un comité gestor de la crisis hídrica para tomar medidas específicas frente a esta situación.

Privatización

Por su parte, el presidente de Brasil, Jair Bolsonaro, menos tranquilizador que su ministro, afirmó que el país tendrá un *“caos”* energético en caso de que el Senado no vote a favor de la privatización de la compañía estatal Eletrobras, la empresa eléctrica más grande de América Latina.

“Si no se privatiza Eletrobras vamos a tener un caos” en el sistema energético del país, dijo Bolsonaro al dialogar con seguidores en la puerta de la residencia oficial, el Palacio de la Alvorada, en Brasilia.

Bolsonaro atribuyó la crisis energética al hecho de que la empresa sea estatal.

“Casi todo lo público es blanco de la corrupción, como había antes con el Partido de los Trabajadores (PT)”, dijo Bolsonaro ante sus seguidores que le preguntaron sobre la privatización de la gigante de la electricidad Eletrobras.

El Senado trata a partir de hoy una medida provisoria -decreto que necesita ser aprobado por el Congreso- que vence la semana que viene sobre la privatización de Eletrobras, uno de los principales proyectos del plan económico ultraliberal del ministro de Economía, Paulo Guedes.

Enojado, el presidente le dijo *“sindicalista”* al seguidor que le preguntó si era mejor no dejar aprobar la privatización.

El proyecto, que cuenta

con media sanción de Diputados, define que la privatización de Eletrobras se dará por el aumento del capital social de la empresa con la emisión de acciones ordinarias y una reducción de la participación del Estado en la compañía.

Pero el Senado encuentra obstáculos para aprobarla ya que la medida provisoria recibió enmiendas en Diputados que son fuertemente polémicas, como la obligación de compra de 6.000 megawatts de hidroeléctricas ubicadas en las regiones norte, noreste y centro-oeste del país.

Si no se vota hasta el día 22, será la tercera vez que fracase la privatización de Eletrobras, luego de dos intentos realizados durante el gobierno conservador de Michel Temer (2016-2018).

Entidades de defensa del consumidor indican que el proyecto prevé el aumento instantáneo de la cuenta de luz en un 10 por ciento.

El aumento del costo de la energía es un hecho en este otoño, la época seca en las regiones más pobladas del país, a raíz de la pocas precipitaciones en las zonas de usinas hidroeléctricas.

Brasil sufre en sus reservorios de la cuenca del Río Paraná la peor sequía de los últimos 91 años.

La crisis hídrica en Brasil fue abordada en una reunión entre el embajador argentino en Brasilia, el ex vicepresidente Daniel Scioli, con el ministro de Minas y Energía brasileño, Bento Albuquerque.

“Ambos resaltaron que se trata de la peor crisis hídrica en las regiones sureste y centro-oeste de Brasil en los últimos 91 años”, dijo la embajada en un comunicado después del encuentro.

“Desde octubre de 2020, se vienen realizando acciones por parte del gobierno brasileño, con vistas al seguimiento de la situación y a la adopción de medidas que permitan el aumento de seguridad energética, la preservación de los recursos hídricos, en especial de la Cuenca del Paraná”, agregó la nota.

Scioli, según la información oficial, manifestó la *“preocupación”* del lado argentino con la situación, que *“requiere una coordinación bilateral cada vez más activa, con vistas al buen manejo del escenario actual”*.



PATIOS DE LERMA
HOTEL
SALTA - ARGENTINA





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

AMEGHINO 653 - SALTA - ARGENTINA - TEL: (+54 0387) 4320500, FAX: (+54 0387) 4317771
INFO@PATIOSDELERMA.COM.AR - WWW.PATIOSDELERMA.COM.AR

Tenaris avanza con las obras de ampliación

Más salones para Zárate

Javier Martínez Álvarez, presidente de Tenaris para Cono Sur, recorrió las obras de ampliación de infraestructura que la compañía realiza en la EST N°2 de Zárate.

El proyecto implica una inversión de más 30 millones de pesos, con aportes de la Fundación Hermanos Agustín y Enrique Rocca, destinados a la construcción de cuatro salones a esta institución que tiene una matrícula de más de 1.000 estudiantes.

Avanza la construcción de cuatro nuevos salones en la Escuela Secundaria Técnica N°2 de Zárate y Javier Martínez Álvarez, presidente de Tenaris para Cono Sur, visitó la obra este jueves. Además, dialogó con el equipo directivo y representantes de la institución sobre el impacto que esta ampliación de 210 m² cubiertos tendrá en estudiantes y docentes.

En ese sentido, Martínez Álvarez aseguró que *“la educación será imprescindible para que como sociedad podamos salir adelante luego de la pandemia de COVID-19”*. *“Argentina necesita enfocarse en los jóvenes brindándoles una educación de calidad y a la altura de los retos que presenta la industria, como la robótica y la digitalización”*, agregó.

El presidente de Tenaris para Cono Sur fue recibido por Carlos García, director de la EST N°2, con quien se interiorizó acerca de los planes que tiene el establecimiento para los espacios que se terminarán a mediados de julio.

La construcción de las aulas -cada una tendrá 37 m², contempla una nueva cubierta, un pasillo conector y una escalera que los unirá con la planta baja y primer piso. Una vez en funcionamiento, estas cuatro aulas nuevas permitirán una cursada mucho más cómoda tanto para los estudiantes como para el cuerpo docente.

Además, uno de los salones será utilizado para el montaje de una de las Aulas Digitales que Tenaris está construyendo en distintas escuelas técnicas públicas de la zona, y para las cuales la compañía donará 40 laptops nuevas con sus respectivos sistemas operativos, un equipo extra para el docente, pantallas interactivas con conectividad WIFI, sistemas de audio, cámaras web para la transmisión online de las clases, insumos complementarios y mobiliario.

Además se hará cargo de los costos de instalación y capacitación al personal de las



instituciones beneficiarias.

La obra de infraestructura en la EST N°2, que se realiza en el marco del programa educativo GEN Técnico, implica una inversión superior a los 30 millones de pesos con aportes de la Fundación Hermanos Agustín y Enrique Rocca.

GEN Técnico es un programa gestionado por Tenaris e implementado por su departamento de Relaciones con la Comunidad, que tiene como objetivo fortalecer la preparación de las nuevas camadas de técnicos en base a las necesidades del mercado laboral industrial.

Abarca proyectos tecnológicos, ciclos de capacitaciones a directivos, docentes y alumnos, inversiones en infraestructura y equipamiento educativo, Prácticas Profesionalizantes y el Proyecto Matemática.

La Escuela Secundaria Técnica N°2 *“Cnel. Tomás Espora”* forma técnicos industriales desde el año 1953. En la actualidad cuenta con una matrícula de 1.050 estudiantes, de los cuales un 40% son mujeres. Ofrece tres especialidades de formación: Electricidad, Electrónica y Administración de las Organizaciones.

Nuevas aulas

Se trata de una ampliación de 200 m² que brindará mayor comodidad a la cursada presencial. Uno de los salones albergará un Aula Digital con 40 laptops, software y hardware complementario y mobiliario donado por la compañía.

Tenaris dejó inaugurada una ampliación de 200 m² en la Escuela Secundaria Técnica N°4 de Zárate.

El proyecto añade dos nuevos salones, un comedor y una preceptoría al establecimiento que tiene sede dentro de la Base Naval de la Armada Argentina. La obra se realizó en el marco del plan estratégico de infraestructura

ejecutado por la compañía a través del programa de fortalecimiento educativo GEN Técnico.

En total se invirtieron más de \$4,5 millones de pesos y si bien los trabajos finalizaron a comienzos del 2020, la pandemia de COVID-19 postergó el corte de cinta protocolar.

Del acto en la EST N°4 participaron autoridades educativas distritales y regionales, representantes del Municipio de Zárate, autoridades militares de Base Naval y funcionarios de Tenaris. *“Acciones como estas demuestran que desde Tenaris apoyamos a la educación no solo con infraestructura, sino con capacitaciones y contenido de calidad”*, aseguró Luis Grieco, gerente de Relaciones con la Comunidad de Tenaris.

Mario Pérez, director de la EST N°4, expresó que una de los nuevos salones será destinado *“a un Aula Digital con 40 laptops, pizarra inteligente, software y hardware complementario y mobiliario, para estar a la altura de los avances tecnológicos que se vienen y que nos pondrán a prueba como comunidad educativa”*.

Tenaris se encuentra construyendo tres Aulas Digitales más en la región: una en la EST N°2 de Zárate y las otras dos en la EST N°2 y Centro Educativo Municipal de Campana

Una vez en funcionamiento, estos espacios tecnológicos permitirán desdoblarse la clase en presencial y remota, garantizando mediante la conectividad el cumplimiento de los protocolos sanitarios y el acceso de todos los estudiantes a la cursada.

Además, se podrán realizar capacitaciones, entrenamientos y certificaciones específicas y aprender a través de la realización de proyectos.

La Escuela Técnica Roberto Rocca (ETRR) ya anunció que compartirá contenidos para ser abordados en estas aulas.

Para infraestructura vial y recreativa

La cuchara de la acería de Tenaris ya está en la nueva costanera de Campana

La compañía, junto a Fundación Rocca, aportó en el proyecto de reforma que encabeza el Municipio. Los fondos serán destinados a obras de infraestructura vial y recreativa, junto a la construcción de un paseo que valore el acervo industrial de la ciudad.

Campana sigue dando importantes pasos hacia la finalización de su Nueva Costanera, un proyecto de reforma integral que lidera el Municipio y cuenta con el apoyo de Tenaris y Fundación Hermanos Agustín y Enrique Rocca (FARO). A través de la donación de 350 mil dólares, la compañía ejecuta diversas obras de infraestructura vial y recreativa. También está construyendo un paseo que valorizará el acervo industrial de la ciudad.

Para eso, Tenaris ya cedió y se está encargado de la instalación de una cuchara de acería de 4 metros de altura y 20 toneladas, así como de sus estructuras soportes. La cuchara, que se utilizaba para el transporte del acero líquido desde el horno hasta la colada continua, fue trasladada este viernes en el marco de un importante operativo logístico y de tránsito.

El proyecto de reforma de la costanera permitirá que Campana se posicione de cara al río Paraná de las Palmas, incorporando este sector al resto del casco urbano y posibilitando que los vecinos disfruten de un espacio de encuentro y recreación seguro y ordenado.

Junto a Fundación PROA, Municipio e instituciones educativas de la ciudad, Tenaris y FARO diseñaron un plan de intervención que busca resaltar el carácter industrial de Campana, nacida a partir de las actividades económicas -frigoríficos, ferrocarril, refinería- que encontraron en el puerto una plataforma de crecimiento tal como, a mediados del siglo XX, lo haría el proyecto siderúrgico fundado por Agustín Rocca.

En ese sentido, la cuchara de acería y el puente grúa que se colocará próximamente, dialogarán con los silos, talleres ferroviarios y otros hitos del desarrollo de este polo industrial. Recuperar y darle visibilidad a este patrimonio cultural no solo contribuye a mantenerlo vivo en nuestra comunidad, sino también a promover el desarrollo del turismo de cercanía, multiplicando las posibilidades de inversión y los puestos de empleo.

Los fondos donados por Tenaris y FARO ya se están utilizando para la construcción de la bicisenda que unirá el paseo costanero con el Campito de Siderca. Cabe descartar asimismo que los bolardos y guardarrieles, que están siendo instalados por personal de la compañía, están fabricados a partir de tubos de acero sin costura, un material resistente al paso del tiempo y 100% reciclable.

Por otro lado, una vez concluidas las obras de infraestructura, Tenaris colocará pantallas para la instalación de una exhibición permanente de fotografías antiguas de Campana, que serán seleccionadas por la Fototeca municipal, un programa conjunto del Municipio, Tenaris y Fundación PROA.

Integrada a la Plaza de las Carretas, el paseo de la calle Luis Costa y el Campito de Siderca, la Nueva Costanera de Campana será escala obligada de un circuito urbano que unirá pasado y presente de la ciudad pensando en el crecimiento y recreación de las próximas generaciones de vecinos.



Valvtronic, líder en automatización

Valvtronic es una compañía de alta performance, líder en la provisión de soluciones para el manejo de fluidos en el mercado energético. Cuenta con un equipo orientado a las necesidades del mercado de la generación de energía compuesto por ingeniería comercial en Buenos Aires y departamentos de ingeniería y desarrollo, calidad, administración de proyectos todos dentro de su planta industrial ubicada en Lujan de Cuyo.

A partir de una profunda interpretación y análisis de las necesidades de los usuarios, Valvtronic apostó al desarrollo de un área destinada a coordinar la asistencia a sus clientes dándoles la posibilidad de elegir la mejor solución para sus sistemas de control de flujo en sus operaciones. Fue así que surgió una división llamada Valvtronic Automation Center (VAC)

Esta unidad operativa articula cada uno de sus negocios con alcance regional, gestionando y ejecutando todo lo relativo a la automatización de válvulas con la posibilidad de escalar en el



alcance, interactuando con los sistemas de control de cada cliente.

Este nuevo departamento se encuentra presente tanto en Buenos Aires, con su asistencia comercial, como en su planta industrial de Luján de Cuyo, donde cuenta con una superficie de 755 ft² / 230 m² destinada a integrar soluciones tecnológicas a partir del desarrollo de equipos automatizados que se adecuen a los requerimientos de los usuarios, como así también al perfeccio-

namiento de las actividades de I&D de nuevos productos que permiten mantener el desarrollo de vanguardia de soluciones técnicas de Automatización.

Las Instalaciones del VAC están certificadas bajo la ISO 9001, asegurando la más alta calidad del producto, una fabricación confiable y la integridad en cada uno de los procesos internos.

¿Qué es Automatización?

La automatización impli-

ca la especificación, el diseño, la fabricación, la prueba, la implementación y el soporte en soluciones de ingeniería acordes a las necesidades del cliente en industrias como la generación de energía. Estas soluciones abarcan la integración de elementos de control de fluidos que confluyen en conjuntos armados que responden a las exigencias establecidas por la normativa aplicable o las Especificaciones Técnicas que sean solicitadas. Muchos años de experiencia de

aplicación en el campo, investigación y desarrollo permitieron disponer de productos que cumplen con los más rigurosos requerimientos de la industria.

El éxito de Valvtronic se apoya en la amplia gama de productos de alta calidad: válvulas, actuadores y elementos de control hasta las soluciones actuales en el campo de la Industria 4.0. Resistentes y confiables, son productos diseñados para lograr años de servicio libre de fallas.

Encuesta mundial a CEOs del sector energético

Hay optimismo y confianza en el crecimiento de la industria

Después de haber guiado sus negocios durante un año dominado por la pandemia, con precios cambiantes en las materias primas y graves fenómenos meteorológicos, los CEOs buscan poner foco en los temas de sostenibilidad ambiental y social. Más de la mitad de los consultados afirman que invierten en Inteligencia Artificial.

Seis meses después del lanzamiento del último CEO Outlook (edición COVID-19), KPMG realizó una nueva encuesta para explorar como ha cambiado la perspectiva de la industria de energía en el mundo. Los resultados muestran una imagen optimista, teniendo en cuenta los efectos a largo plazo de la pandemia.

En relación a la última encuesta, los CEOs del sector energético muestran mucha más confianza tanto en el futuro de su empresa y en la industria energética, como en la economía global para los próximos tres años. Esa confianza adicional puede atribuirse al impulso positivo que ha significado la vacuna contra el COVID-19 y los pronósticos positivos en materia de recuperación de los precios del crudo y de la demanda de energía.

Según Manuel Fernandes, socio líder de Energía y Recursos Naturales de KPMG en América del Sur, "con la

26ª Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático que se lleva a cabo este año y la reincorporación de Estados Unidos al Acuerdo de París, el sector parece estar asumiendo un papel de liderazgo en la aceleración de la transición energética. Asimismo, los CEO encuestados aseguran estar asumiendo el cambio y redefiniendo los riesgos".

Con relación a la expectativa del sector en la Argentina, Diego Calveti, socio líder de Energía y Recursos Naturales de KPMG Argentina, señala que el avance en los procesos de vacunación, en conjunto con la mejora sostenida de los precios internacionales abre un nuevo panorama de crecimiento, que necesariamente deberá combinar la "nueva normalidad" con el compromiso por una mayor sostenibilidad de la industria y la incorporación de mayor tecnología en el camino de la transición energética."

Los CEO encuestados afirmaron, en su totalidad, que confían en las perspectivas de crecimiento de la industria energética, lo que representa un drástico aumento respecto a la cifra registrada en agosto de 2020.

Si bien persisten las preocupaciones sobre el desempeño futuro de la economía mundial, la mayoría (93%)

aporta seguridad en relación a las perspectivas de crecimiento de su negocio.

En septiembre de 2020, más de un tercio de los líderes del sector predijo ingresos negativos o nulos para sus organizaciones. Seis meses después, la mayoría anticipa una tasa de crecimiento de hasta el 2,49% anual; y más de una sexta parte (17%) predice un crecimiento superior al 5%.

La encuesta revela que los CEOs del sector, después de haber guiado sus negocios durante un año dominado por la pandemia, con precios cambiantes en las materias primas y graves fenómenos meteorológicos, buscan aumentar su enfoque en el componente social de sus programas ESG:

- El 37% ve un regreso a la normalidad en 2021.
- El 43% afirma que sus negocios y operaciones han cambiado para siempre.
- El 60% planea implementar prácticas ambientales, sociales y de gobierno corporativo (ESG) más estrictas.
- El 90% está enfocado en asegurar los beneficios de la sostenibilidad.
- El 43% también ve el cambio climático como su principal obstáculo para el crecimiento.

El ritmo percibido de distribución de

las vacunas es prominente:

- El 57% de los líderes del sector de energía afirma que les preocupa que no todos sus empleados tengan acceso a una vacuna, lo que podría poner sus operaciones o ciertos mercados en desventaja competitiva.
- El 37% está preocupado por la información errónea sobre la seguridad de la vacuna y el potencial que esto puede tener para los empleados que eligen no recibirla.

En cuanto a la inversión en tecnología:

- El 63% prioriza la automatización.
- El 57% apunta a la inteligencia artificial.
- El 50% está comprometido con la comunicación digital, como las capacidades de videoconferencia y mensajería.
- El 71% informa que su principal razón para invertir en estas tecnologías es ayudar a reducir los costos.
- El 53% cree que las fusiones y adquisiciones durante los próximos tres años estarán impulsadas por la necesidad de adquirir tecnologías disruptivas que tengan el potencial de transformar los modelos operativos de las organizaciones del sector.

Most, el nombre de la tecnología

Grupo MOST (M.O.S.T. S.A.), compañía internacional especializada en la industria del software, trabaja, conjuntamente con sus clientes, en pos de mejorar sus capacidades de prestación de servicios, aportando nuevos paradigmas de gestión y contribuyendo a mejorar la "inteligencia" de sus sistemas, con el empleo de nuevas tecnologías y herramientas de análisis que posibilitan la optimización de los procesos organizacionales.

Más de 25 años en esta actividad contribuyeron a recopilar experiencias de trabajo en el sector industrial y público, interviniendo con tecnología en procesos de planificación, gestión, administración, control, comunicación, toma de decisiones, seguimiento, entre otros.

En los últimos años, se ha enfocado en el desarrollo de soluciones y la provisión de servicios de IT orientadas a sectores industriales específicamente en áreas de seguridad industrial y medioambiente estrechamente vinculado con la digitalización de procesos de auditoría y fiscalización en cumplimiento con normativas nacionales, provinciales y municipales como así también certificaciones de calidad internacionales (ISO, OSHAS, API, NFPA entre otras).

En este sentido, Grupo MOST lideró proyectos en distintos organismos públicos nacionales e internacionales, como así también en empresas multinacionales de los sectores Oil & Gas, logística y agronegocios entre otras.

Con presencia en España desde hace casi 20 años, la empresa puso en marcha el proyecto que involucra a las comunidades autónomas y las grandes petroleras de Europa para la digitalización de la normativa que regula el despacho de combustibles líquidos y gaseosos denominado



Libro de Registro de Instalaciones Petrolíferas (https://libroregistro.com/aop_sges/pages/login.jsf)

"Es un orgullo que clientes cómo Repsol, CEPSA, DISA, utilicen nuestra plataforma para gestionar el cumplimiento normativo de la red de estaciones de servicio de toda España" dijo Fabian Oliveto, CEO, Grupo MOST España.

A partir del éxito de este proyecto internacional, la empresa realizó el lanzamiento de GEINS, una plataforma de compliance normativo y corporativo diseñado para gestionar instalaciones y activos, las inspecciones, revisiones y todas sus operaciones de mantenimiento, seguridad operativa, riesgo y medio ambiente.

Por su parte, Daniel Culler Director Grupo MOST Argentina, manifestó que "en Argentina con YPF GEL, como caso de éxito, nos ha servido de experiencia en la plataforma para continuar el desembarco en otros países de Latam" comentó y agregó: "no sólo Oil&Gas es la vertical en la cual hemos incursionado desde 2020 sino también la empresa de agronegocios Lartirigoyen y Cía. Que ha adoptado a GEINS como solución de gestión".

GEINS es una herramienta

para el control de la gestión y va dirigida a aquellas empresas del sector Energía&Petróleo que tienen una o varias instalaciones y elementos críticos de control que requieran cumplir con la reglamentación vigente, o para los casos que sea necesario establecer un plan de gestión, monitoreo, mantenimiento específico como, por ejemplo:

- Instalaciones petrolíferas y estaciones de servicio
- Instalaciones térmicas
- Almacenamiento de productos químicos (APQ)
- Talleres
- Instalaciones de protección contra incendios
- Muelles, puertos y terminales fluviales.
- Estaciones de bombeo
- Aeroplantas
- Ductos (oleoductos, gasoductos)
- GLP o cualquier otro tipo de instalación que lo requiera.

Con oficinas comerciales en Argentina y España, Grupo MOST expande el posicionamiento del producto a Latam y Europa a través de acuerdos con una amplia red de partners y de manera directa al cliente.

Cuenta con un equipo de consultores especializados en el negocio de la seguridad industrial y medio ambiente que trabajan junto con

el cliente en el entendimiento del modelo, la configuración de instalaciones así como atender toda la reglamentación incorporada al sistema desde el primer minuto.

La plataforma es multi-canal, permitiendo el acceso web y mobile para la captura de datos en campo de manera rápida dinámica y eficiente, dejando la evidencia accesible de manera instantánea en la nube, disponible para el personal propio y contratistas.

Toda la información transaccionada en la plataforma permite la toma de decisiones desde un tablero de gestión (cuadro de mandos) que facilita el seguimiento del cumplimiento normativo y de los KPIs de su empresa.

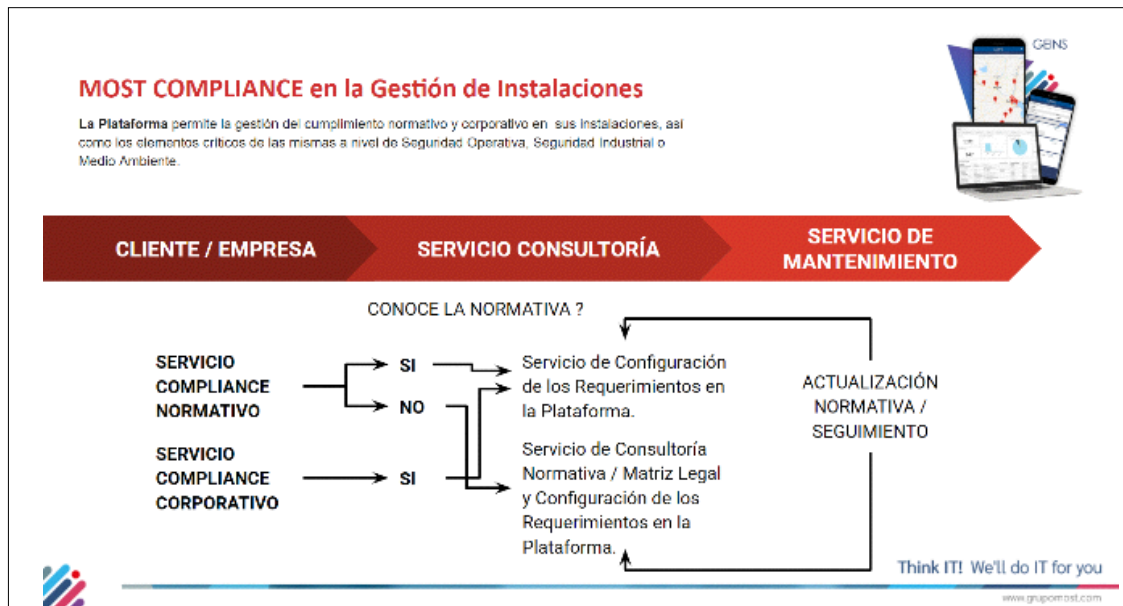
La herramienta dispone QR Codes, para la identificación unívoca de los activos y su situación de control en términos de gestión y cumplimiento.

El Gestor de Instalaciones GEINS forma parte de la suite de aplicaciones de Grupo MOST. Todas ellas pensadas para facilitar la gestión empresarial. Gracias a sus posibilidades de configuración, permite a las empresas mantener

al día toda la documentación, revisiones, inspecciones y operaciones en una misma aplicación.

Los beneficios del uso de GEINS para la empresa son los siguientes:

- Cumplimiento normativo y corporativo.
- Prevención de accidentes y multas en las instalaciones.
- Integración del equipo de trabajo (titulares, profesionales, contratistas) en un entorno colaborativo.
- Mayor control sobre la actividad y emisión de alertas periódicas.
- Ahorro de costos, tiempos y recursos, mediante la implementación de una gestión de mantenimiento y control efectiva.
- Métricas e informes detallados sobre toda su actividad.
- Estandarización de los procesos.
- Confiabilidad de la información.
- Resguardo de datos y minimización del error humano.
- Imágenes y layout de planta online.
- Relevamientos / controles por zona operativa.
- Relevamientos / controles por procesos.
- Relevamientos / controles por equipo operativo.
- Mayor disponibilidad de recursos en campo y más tiempo para relevar.
- Comunicación online con otros sectores.
- Seguimientos online de muestreos ambientales.
- Feedback de información con proveedores.
- Gestiones de obras.
- Portal de Capacitación y planificador de recursos integrado online.



CASTELLI & ASOCIADOS
MARCAS Y PATENTES

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

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

www.castelliasociados.com.ar castelliasociados@jp1anmail.com.ar

Los ecologistas encarnan la alegoría de Sísifo

Los combustibles fósiles tienen la misma participación global que hace 10 años

La participación de los combustibles fósiles en la matriz energética global es tan alta como hace diez años, y en lugar de estimular la transformación, los paquetes de estímulo pandémico proporcionaron seis veces más inversión en hidrocarburos que en energías renovables, de acuerdo al informe anual de la organización

global REN21. El reporte de la comunidad global de energía renovable que nuclea actores de la ciencia, los gobiernos, las ONGs y la industria del sector, también cuestionó que en este complejo panorama de transición energética y cambio climático que atraviesa el planeta, quince países del G20 no tienen objetivos de energía renovable

“Por primera vez, el número de países con políticas que apoyan las energías renovables no aumentó en comparación con el año anterior”, destacó el informe en el que se aseguró que “la proporción de energías renovables ha aumentado solo moderadamente cada año”.

Esto se debe “al aumento de la demanda mundial de

energía, el consumo continuo y la inversión en nuevos combustibles fósiles y la disminución del uso tradicional de biomasa que llevó a una transición a los combustibles fósiles”, agregó.

No obstante, casi toda la nueva capacidad de energía es renovable, ya que se agregaron más de 256 GW a nivel mundial en 2020, superando

el récord anterior en casi un 30%.

En cada vez más regiones, incluidas partes de China, la Unión Europea (UE), la India y los EEUU, “es más barato construir nuevas plantas fotovoltaicas o eólicas que hacer funcionar las centrales eléctricas de carbón existentes. Este progreso podría y debería repetirse en todos los demás sectores”, dicen, aunque expertos consultados manifestaron que se trata sólo de una expresión de deseo.

“La transición a la energía renovable está ganando ritmo porque tiene sentido comercial y ambiental. La electricidad renovable ya está creando millones de puestos de trabajo, ahorrando dinero a las empresas y brindando acceso a la energía a millones de personas.

Pero las empresas y los gobiernos deben ir más rápido, no solo por el medio ambiente, sino también para seguir siendo competitivos en una economía del Siglo XXI impulsada por energías renovables”, se enfatizó

A pesar de esta ventaja comercial y económica, entre las principales conclusiones del informe se resaltó que la participación de los combustibles fósiles en la combinación energética total es tan alta como hace diez años, ya que era de 80,3% hace una década frente al 80,2% actual.

En ese contexto, se llama la atención que “quince países del G20 el grupo de naciones de mayor responsabilidad por las emisiones de CO₂ no tienen objetivos de energía renovable y algunos de ellos apenas los han cumplido o incluso han perdido sus ya poco ambiciosos objetivos”.

A un año y medio de la crisis sanitaria y sus consecuencias en la demanda energética, REN señaló que “en lugar de estimular la transformación, los paquetes de estímulo pandémico han proporcionado seis veces más inversión en combustibles fósiles que en energías renovables. 2020 podría haber sido un cambio de juego: los beneficios de las energías renovables en términos de salud, clima y creación de empleo son indiscutibles”, se resaltó.

“Estamos despertando a la amarga realidad de que las promesas de la política climática durante los últimos diez años han sido en su mayoría palabras vacías. La participación de los combustibles fósiles en el consumo de energía final no se ha movido ni una pulgada”, dice Rana Adib, directora ejecutiva de REN21.



**CONTRIBUIMOS
AL DESARROLLO
ENERGÉTICO**

Fortín de Piedra, Neuquén.
En tiempo récord hicimos plantas, instalaciones y ductos en Vaca Muerta para que Tecpetrol pueda producir y transportar 17.5 millones de m³ diarios de gas, que representan el 12% del consumo de Argentina.

**EL FUTURO
SE HACE**

TECHINT
Ingeniería y Construcción