

# Energía & Negocios Internacional

Año XXVI N° 313 - Fundado en 1995 - Agosto de 2022 - Petróleo, Gas & Electricidad - www.energiaynegocios.com.ar - Precio \$ 200

Entrevista exclusiva

“Hemos alcanzado cifras récord de fracturas y de producción de petróleo”

Ricardo Rodríguez, nuevo presidente de Shell Argentina precisó las metas de la petrolera para el país, habló de la importancia de la infraestructura para aumentar la producción de Vaca Muerta y los planes off-shore



Página 5

## El desafío más urgente

Para Julián Rojo, el sector energético está en el centro de la escena porque explica gran parte de los desequilibrios económicos. Considera que para entender la situación, es necesario realizar un profundo análisis y los desafíos más importantes que quedan por delante. Según Rojo, la gestión energética del presidente está signada por decisiones erráticas y poco fundamentadas que deja expuesta la fragilidad de toda la cadena que involucra el sector.

Página 10

## GNL, un actor principal en el mercado energético



El conflicto ruso-ucraniano introdujo una lógica disruptiva en el mercado energético mundial. En este escenario se presentó un actor que viene ganando influencia en el mercado pero desconocido por el gran público: el GNL.

Página 2

## Europa posterga sus metas ambientales

Página 22

YPF y ENAP se asocian en proyectos para Vaca Muerta

Página 8

La demanda eléctrica subió 8,5 % en junio

Página 29

YPF invertirá US\$ 300 millones en Chubut

Página 12

La actividad industrial creció 5,8% en junio

Página 13

La energía se está reinventando,  
Total evoluciona a TotalEnergies.



## PETRÓLEO &amp; GAS

# El GNL, un actor principal en el escenario energético mundial

*El conflicto ruso-ucraniano introdujo una lógica disruptiva en el mercado energético mundial y no sólo dejó al desnudo las debilidades de la seguridad energética de Europa sino el vínculo vital de la energía con los alimentos y otros commodities. En este escenario se presentó un actor que viene ganando influencia en el mercado pero desconocido por el gran público: el GNL. Pero ¿qué es el GNL y qué lugar ocupa en el mercado energético mundial?*



El gas natural licuefacionado (GNL) no es más que gas natural convertido en líquido, mediante un procedimiento de criogenización (-162 °C).

En forma líquida y en tanques especiales es posible transportarlo a cualquier mercado para regasificarlo nuevamente e inyectarlo en redes o utilizarlo en centrales de generación eléctrica. Regasificado, su volumen aumenta 614 veces.

La regasificación del GNL se realiza en barcos especiales denominados "floating storage and regasification unit" (FSRU).

Hacia fines de 2021, la flota mundial de buques cisterna de gas natural licuado (GNL) comprendía un total de 700 buques, pero esa cifra aumenta constantemente.

Aunque este combustible a priori califica como commodity, una segunda revisión del término más rigurosa, nos indica que el GNL es un producto que no puede ser colocado en cualquier mercado como los commodities tradicionales -como el trigo o el petróleo- ya que requiere de instalaciones especiales

de procesamiento, recepción y transporte.

La tecnología y las políticas ambientales, han impulsado el uso de GNL a tal punto, que el GNL ocupa un lugar preponderante en la matriz mundial y con una firme tendencia al crecimiento.

Por su poder calorífico, el gas natural (o licuefacionado), es el vehículo más adecuado, rápido y disponible en el largo plazo elegido para encarar la transición energética, de ahí su importancia estratégica para aquellos países con mayor proporción de emisiones de CO<sub>2</sub>.

## Comparaciones

La capacidad de licuefacción global alcanzó el máximo de 459,9 MMT/A en 2021, tras sumar unos 26,9 MMT/A, entre 2019 y 2022.

Por su parte, la capacidad global de regasificación llegó los 901,9 MMT/A a partir de abril de 2022, luego de sumar 49,8 MMT/A en 2021 y 4,3 MMT/A en los primeros cuatro meses de 2022.

Para tener una idea de la dimensión de las cifras, la producción mundial actual

de GNL equivale a un promedio -grosso modo- de 1.900 MMm<sup>3</sup>/d y en crecimiento.

Tomando como referencia nuestro mercado, la producción total argentina, en diciembre de 2021, alcanzó unos 129 MMm<sup>3</sup> diarios. A pesar de la cifra, la demanda interna no se satisface totalmente con la producción local, por lo que se debe importar. Las importaciones llegan por dos vías principales: gasoductos porcedentes de Bolivia y en barcos por los puertos de Escobar y Bahía Blanca en forma de GNL.

Las importaciones por barco llegan a alcanzar unos 20 Mm<sup>3</sup>/d de GNL promedio durante los cuatro meses más fríos del año.

## El mercado mundial

En 2021, el comercio mundial de GNL registró un récord histórico de 372,3 millones de toneladas (TM) lo que significó un crecimiento del 4,5% en relación al año anterior, fruto de la fuerte recuperación económica pos pandemia. No obstante el dato relevante de ese año fue que se pasó de condiciones

de exceso de oferta -en medio de la pandemia- a una demanda que superó largamente la oferta.

La región más exportadora por ahora es Asia Pacífico, con 131,2 MMT, en línea con las cifras de 2020 pero también siguió siendo la región con las mayores importaciones netas, alcanzando las 155,7 MMT, lo que representó un aumento de 8,6 MMT en comparación con 2020.

China superó a Japón como el mayor importador de GNL, aumentando sus importaciones netas de 68,9 MMT en 2020 a 79,3 MMT en 2021.

A partir de abril de 2022, el comercio mundial de GNL conectó 19 mercados productores-exportadores con 40 mercados con capacidad de importación.

En 2021, el GNL ruso significó el 8,0% de las exportaciones mundiales de GNL, de las cuales, el 43,9% fueron a Europa, mientras que el 56,1% restante fueron a la zona de Asia Pacífico.

Las sanciones aplicadas a las empresas rusas y las restricciones a las importaciones de hidrocarburos provenien-

tes de ese país, por parte de EE.UU. y Europa redujeron los envíos y a pesar del crecimiento de los mercados exportadores de GNL, como Estados Unidos y Qatar, y el desarrollo de otros nuevos como el crecimiento de África, la seguridad energética europea sigue en vilo.

## Exportadores

El crecimiento de las exportaciones de 2020 a 2021 fue impulsado principalmente por Estados Unidos (+22,3 TM), Egipto (+5,2 TM) y Argelia (+1,2 TM).

Australia mantuvo su posición como el mayor exportador de GNL del mundo en 2021, exportando 78,5 MT el año pasado frente a 77,8 MT en 2020. Qatar, el segundo mayor exportador en 2021, exportó 77,0 MT en 2021, en comparación con 77,1 MT en 2020. En 2021, EE. UU. siguió siendo el tercer mayor exportador de GNL con 67,0 MT, y Rusia mantuvo su lugar como el cuarto mayor exportador con 29,6 MT de exportaciones en 2021. La región exportadora más grande siguió siendo Asia Pacífi-



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

Para más información encontramos en  
[www.energix.com.ar](http://www.energix.com.ar)





co con un total de 131,2 MT de exportaciones en 2021, en línea con lo exportado en 2020.

Algunos mercados exportaron menos volumen en 2021 que en 2020 como resultado de problemas técnicos, la disminución de la producción de gas de alimentación y la falta de progreso comercial en los proyectos de relleno.

Las caídas más significativas en los niveles de exportación se observaron en Nigeria (-4,1 TM), Trinidad y Tobago (-3,9 TM), Noruega (-2,9 TM) y Perú (-1,2 TM). En 2021, Asia Pacífico también siguió siendo la región importadora neta más grande en 2021 con 155,7 MT, lo que representa un aumento de 8,6 MT en comparación con 2020. Asia fue la segunda región importadora neta más grande con 116,8 MT en 2021, un aumento de 9,5 MT en comparación con 2020.

Este crecimiento fue impulsado por el aumento de las importaciones netas en China (+10,4 TM) y Bangladesh (+0,9 TM). El único nuevo mercado importador en 2021 fue Croacia, que importó 1,2 MT de GNL en 2021.

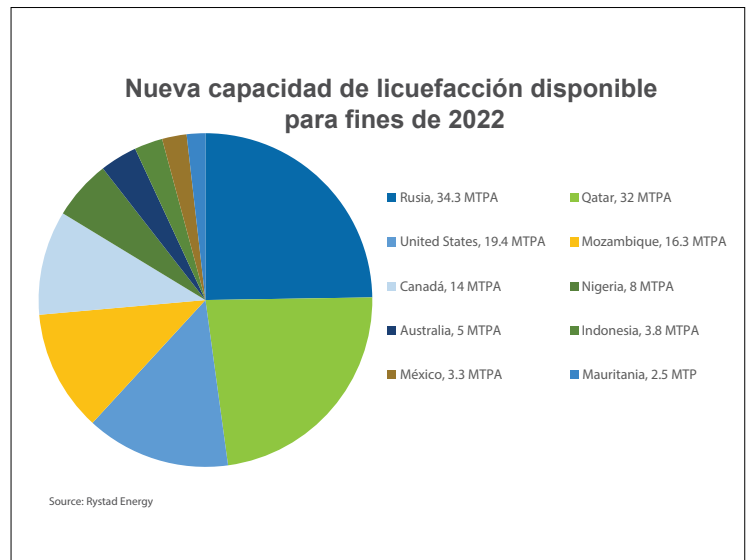
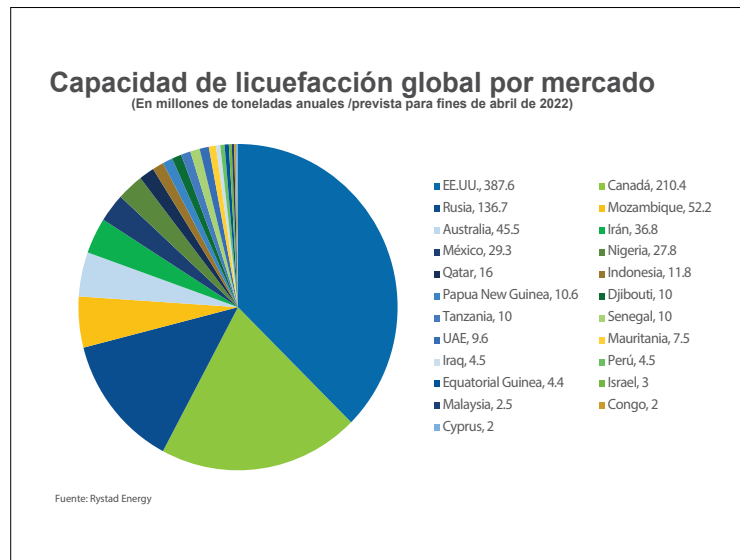
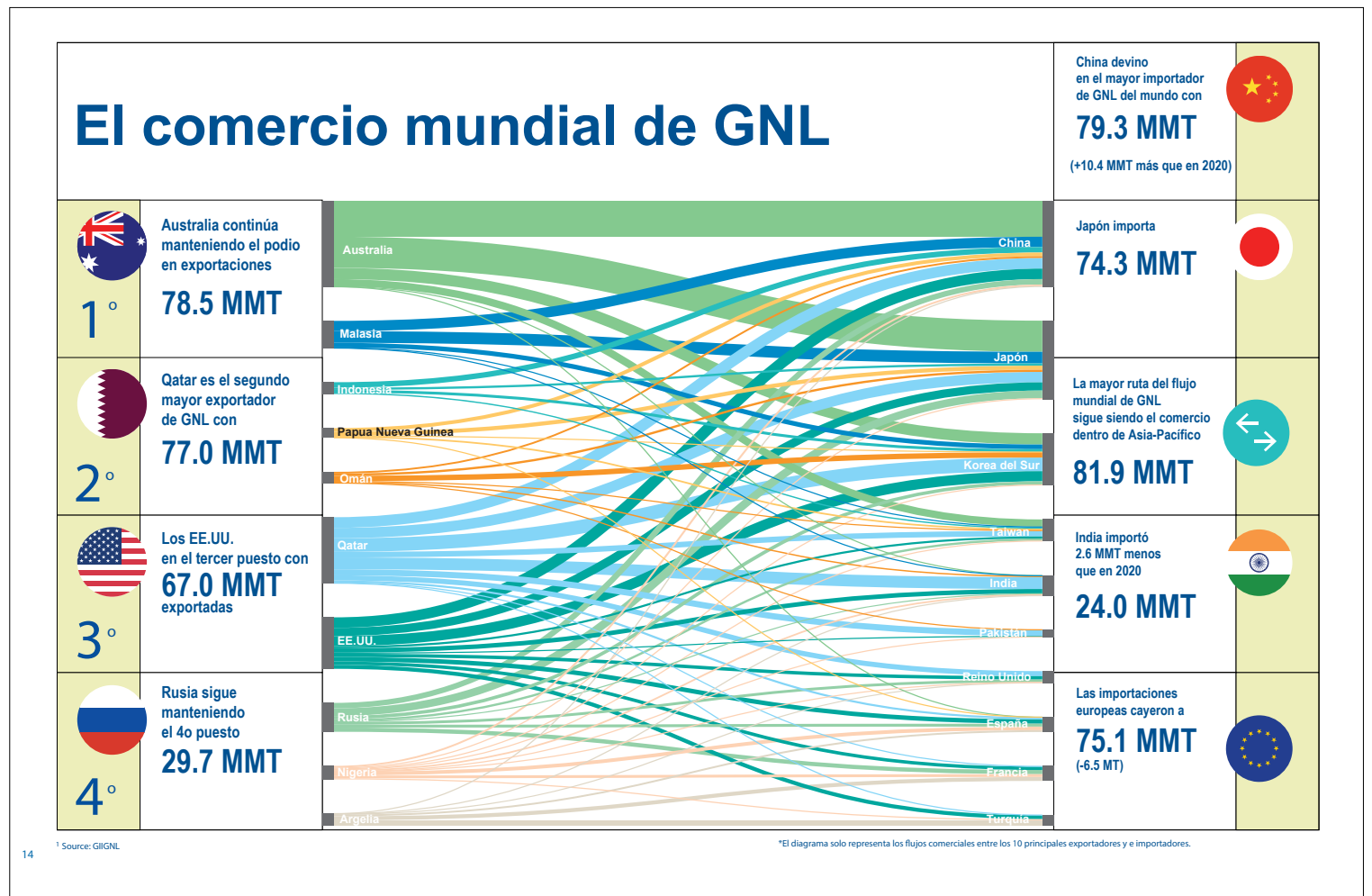
**Precios**

Los precios del gas en EE.UU., pactados en Henry Hub<sup>1</sup> se negociaron a precios relativamente bajos hasta 2021, tocando un mínimo de US\$ 6,312 / MMBtu.

Como señalamos, a finales de 2021 la capacidad de licuefacción resultó ser un cuello de botella, con un cierto desacople entre los precios pactados con referencia al Henry Hub y los precios internacionales de GNL (representados por el JKM<sup>2</sup>) durante 2021-2022. Casi 50 millones de toneladas (MMT) de los contratos firmados en 2021 fueron FOB, frente a solo 12 MMT el año anterior.

El 2021 revirtió la tendencia de precios de 2019 y 2020, con precios spot por encima de los máximos históricos y manteniéndose arriba de las fórmulas de los contratos de largo plazo que utilizan Brent o Henry Hub como referencia.

En los primeros cuatro meses de 2022, la relación JKM/TTF<sup>3</sup> demostró el peso de Europa en el mercado mundial de GNL y también el



surgimiento de una importante elasticidad de la demanda asiática en medio del conflicto entre Rusia y Ucrania.

Las expectativas del mercado, expresadas a través de la curva a futuro, indicaron que el precio del JKM podría estar por debajo del TTF hasta bien entrado 2023, porque la capacidad de almacenaje europeo tiene poca posibilidad de expansión y las entregas de gasoductos rusos se redujeron drásticamente.

**Capacidad de licuefacción y nuevos proyectos**

Hasta abril de 2022, la construcción nueva capacidad de licuefacción alcanza-

ba los 136,2 MMT/A, pero se calcula que sólo 7,7 MMT/A de ese aumento entre en funcionamiento en la segunda mitad de 2022, y el resto entre 2023 y 2027.

En 2021, se aprobaron uno los mayores volúmenes de producción para un solo año, con 50,0 MMT/A de capacidad de licuefacción. Así, el proyecto QatarGas North Field East (Qatar), agregó 32,0 MMT/A a la capacidad de licuefacción global aprobada. La capacidad aprobada restante fue aportada por Baltic LNG T1-T2 (Rusia), 13,0 MMT/A y Pluto T2 Expansion (Australia), 5,0 MMT/A.

Los proyectos norteamericanos representaron casi 30

MMT de los contratos firmados, mientras que en 2020, sólo se habían firmaron por 3,5 MMT. La capacidad de licuefacción global aumentó en 2021, pero a un ritmo significativamente más lento que el año anterior, agregando 6,9 de toneladas métricas por año (MMT/A) de capacidad para llegar a 459,9 MMT/A a fines de año.

Los proyectos de licuefacción que entraron en funcionamiento en 2021 fueron PFLNG Dua (Malasia) 1,5 MMT/A, Corpus Christi T3 (EE.UU.), 4,5 MMT/A y Yamal LNG T4 (Rusia) 0,9 MMT/A. Se pusieron en línea 12,5 MMT/A adicionales de capacidad de licuefacción

durante los primeros cuatro meses de 2022, lo que elevó la capacidad de licuefacción global total a 472,4 MMT/A.

Esto incluyó los proyectos Sabine Pass T6 (EE.UU.), 5.0 MMT/A y Calcasieu Pass LNG T1-T12 (EE.UU.), 7.5 MMT/A). Con estas nuevas incorporaciones, EE.UU. se convirtió en el mercado con la segunda mayor capacidad operativa a nivel mundial a partir de abril de 2022 con 86,1 MMT/A de capacidad de licuefacción.

Esto colocó a Estados Unidos detrás de Australia (87,6 MMT/A) y por delante de Qatar (77,1 MMT/A). La tasa de utilización global promedio fue del 80,4 % en

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



2021, en comparación con el 74,6 % en 2020.

El aumento de la demanda se debió en gran parte a la recuperación económica tras el levantamiento de las estrictas regulaciones de COVID-19, un invierno europeo prolongado y una gran sequía en Brasil, que aceleró la demanda de GNL.

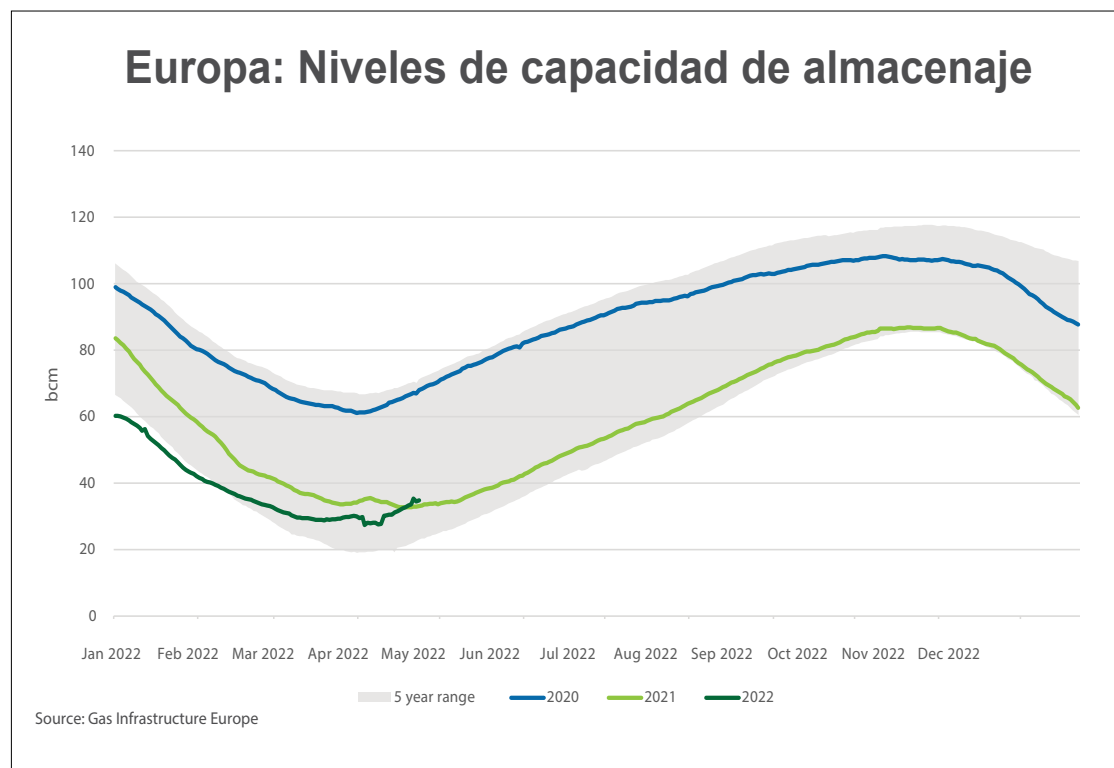
Según lo expertos, la demanda de GNL seguirá creciendo en tanto se mantenga el conflicto entre Rusia y Ucrania, porque se refuerza el papel del GNL, vital en materia de seguridad energética.

Actualmente, 1.034,5 MMT/A de capacidad de licuefacción se encuentran en etapa pre-FID<sup>4</sup>, la mayoría se encuentran en Estados Unidos, Canadá y Rusia. Existe una gran incertidumbre en torno a las futuras adiciones de capacidad de GNL en Rusia, ya que las sanciones internacionales y la salida de jugadores clave de GNL han afectado las condiciones para el desarrollo de proyectos en Rusia.

Rusia tenía una capacidad de licuefacción propuesta de 136,7 MMT/A en abril de 2022. África tiene una capacidad de licuefacción propuesta de 123,9 MMT/A y podría emerger como una región clave de exportación de GNL si estos proyectos se materializan.

En Medio Oriente, Qatar Energy tomó FID en North Field East (NFE), el proyecto de GNL más grande del mundo, que aumentará la capacidad de producción de GNL de Qatar de 77,0 MMT/A a 110,0 MMT/A para 2025. El proyecto implica la construcción de cuatro nuevos GNL mega-trenes con una capacidad de 8.0 MMT/A cada uno. Con el progreso del proyecto NFE, esto reposicionará a Qatar como líder mundial en términos de capacidad de licuefacción.

La situación geopolítica actual ha revigorizado el apetito por el desarrollo de nuevos proyectos de licuefacción, y varios desarrolladores esperan aprovechar la fuerte



demanda y los altos precios del GNL para avanzar a un FID. Sin embargo, persisten desafíos como el acceso a la financiación, ya que las instituciones financieras están reduciendo su exposición a las inversiones en combustibles fósiles y, en cambio, centran los desarrollos en energía limpia. Como tal, es crucial que las nuevas plantas de licuefacción sean cada vez más innovadoras en un panorama de descarbonización, aprovechando las soluciones para continuar reduciendo las emisiones en el proceso de licuefacción y el resto de la cadena de valor del GNL.

### Regasificación

En abril de 2022, la capacidad de regasificación flotante y llegaba a los 142,6 MMT/A con 32 terminales operativas alrededor del mundo. En 2021, las FSRU se pusieron en servicio en nuevas terminales en Croacia, Indonesia y Turquía, mientras que reiniciaron las operaciones en las terminales existentes en Brasil y Argentina.

Actualmente se están construyendo otras 12 terminales flotantes y de regasificación en alta mar, lo que representará otras 44,6 MMT/A una vez que entren en servi-

cio. Está previsto que diez terminales flotantes/en alta mar entren en servicio a finales de 2022, incluidos nuevos importadores como Ghana y Filipinas.

Los mercados establecidos también han estado ampliando sus capacidades de regasificación mediante el fletamento de FSRU en 2021. Después de retrasos relacionados con la pandemia y el clima, se espera que India ponga en servicio su primera terminal basada en FSRU en 2022, equipando al mercado con capacidades de regasificación tanto en tierra como flotantes.

El conflicto entre Rusia y Ucrania, impulsó a varios mercados europeos a impulsar nuevas FSRU para reducir la dependencia de las importaciones de gas ruso. Seis países planean operar nuevas FSRU dentro de los próximos tres años.

### Fletes

Actualmente hay 84 instalaciones de abastecimiento de GNL en terminales y puertos en todo el mundo, 49 en Europa, 24 en Asia, 6 en América del Norte, 4 en Australia y 1 en América del Sur. Al proporcionar transferencias de barco a barco, la flota de

abastecimiento de GNL creció en nueve barcos en 2021 y dos barcos en los primeros cuatro meses de 2022, lo que elevó el total de la flota global a 30.

Hay pedidos por 16 barcos adicionales, para ser entregados en todo el mundo. El tamaño típico de estos buques aumenta con el tiempo: la capacidad promedio de la flota activa es variada entre los 100.000 m<sup>3</sup> y los 266.000 m<sup>3</sup> de GNL.

Por su parte, las tarifas de fletamento fueron volátiles hasta 2021, comenzando en un máximo de US\$ 190.000/día para embarcaciones con turbinas de vapor, US\$ 255.000/día para embarcaciones TFDE/DFDE<sup>5</sup> y US\$290.000/día para embarcaciones X-DF/ME-GI<sup>6</sup>.

Esto se revirtió rápidamente a medida que disminuyó la demanda de invierno, antes de escalar cuando el buque portacontenedores Ever Given bloqueó el Canal de Suez y Europa y Asia compitieron por los cargamentos.

Con los precios del gas alcanzando niveles récord en octubre de 2021, las tarifas se dispararon nuevamente, alcanzando los US\$140.000/día para embarcaciones con turbinas de vapor, US\$ 210.000/día para embarca-

ciones TFDE/DFDE y US\$ 250.000/día para embarcaciones X-DF/ME-GI en diciembre de 2021.

<sup>1</sup> Henry Hub es un centro de distribución de gas natural situado en el estado de Luisiana (sureste de los Estados Unidos) en el que se unen varios de los principales gasoductos del país norteamericano, tales como el Transcontinental, el Acadian o el Sabine y fija el precio de referencia para el gas doméstico de EE.UU.

<sup>2</sup> JKM (Marcador Japón-Corea) es el índice de precios al contado del noreste de Asia para el GNL entregado en barco a Japón y Corea, evaluado por S&P Global Platts. El precio refleja no solo la carga entregada a Japón y Corea, sino también la carga entregada a Taiwán y China. El noreste de Asia es la región consumidora de GNL más grande del mundo.

<sup>3</sup> Title Transfer Facility (TTF) es una ubicación de fijación de precios dentro de los Países Bajos. TTF se ha convertido en la ubicación de fijación de precios para el mercado europeo de importación de GNL en general.

<sup>4</sup> FID es el punto en el proceso de planificación de proyectos de capital donde se toma la decisión de realizar compromisos financieros importantes. En el punto FID, se realizan pedidos de equipos importantes y se firman contratos para viabilizar el proyecto.

<sup>5</sup> Estos barcos utilizan múltiples generadores para proporcionar electricidad a los motores de propulsión. Pueden quemar tanto diésel como gas, lo que mejora la eficiencia de los buques en comparación con los buques de propulsión de turbinas de vapor (ST) que han dominado durante mucho tiempo el transporte de GNL. DFDE (Dual-Fuel Diésel Eléctrico). TFDE (Tricombustible Diésel Eléctrico).

<sup>6</sup> Estos motores de dos tiempos ofrecen una propulsión flexible de combustible dual y funcionan con fuel oil o gases. Ofrecen un mejor consumo de combustible. La mayoría de los nuevos chárteres a largo plazo (es decir, de nueva construcción) en la actualidad son buques MEGI o XDF. MEGI (Tipo M, Controlado Electrónicamente, Inyección de Gas). XDF (motor de 2 tiempos de baja presión).

**Construimos Infraestructura**  
**Construimos Crecimiento**

Somos SACDE.  
Una empresa argentina líder de ingeniería, construcción y servicios, comprometida con el desarrollo de nuestro país.

ENERGÍA  
GAS Y PETRÓLEO  
INFRAESTRUCTURA Y SANEAMIENTO  
ARQUITECTURA

f @ y in  
sacde.com.ar

sacde



El nuevo presidente de Shell Argentina precisó los planes de la petrolera

# “La crisis mostró la importancia de la seguridad energética y de la diversificación”

**¿Cuál es su visión sobre la situación de los hidrocarburos a nivel mundial, en el contexto del conflicto Ucrania-Rusia?**

En primer lugar, lamento mucho la pérdida de vidas y los efectos negativos que tuvo el conflicto en Ucrania sobre la vida de muchas personas en la región y en todo el mundo. Luego, con respecto a su consulta, es necesario señalar que la situación tuvo un impacto negativo el costo de los alimentos y la energía a nivel mundial. La crisis mostró la importancia de la seguridad energética y de la diversificación de mercados para abastecer la demanda energética global. En ese contexto, la oportunidad para la Argentina de ocupar esos lugares está abierta porque tenemos muy buenos recursos y la rentabilidad y el conocimiento para desarrollarlos. Lo que se necesitan es brindar al mundo confianza en que el marco regulatorio será estable y previsible en el tiempo y permitirá el recupero de las inversiones necesarias para desarrollar el recurso.

**En su opinión, ¿cree que hay probabilidades de aumentar la producción de hidrocarburos a nivel mundial, así como de aumento de la capacidad de refino?**

Argentina tiene la oportunidad de continuar desarrollando los recursos de gas y petróleo en Vaca Muerta para apalancar el desarrollo de las industrias y la economía, tanto para satisfacer el mercado local como para exportar. En el marco de la transición energética y la disminución de emisiones con la que nos hemos comprometido desde Shell, el gas será un componente fundamental y al mismo tiempo será necesario abastecer una demanda de petróleo que se-

guirá existiendo al menos por los próximos años. Para esto van a ser clave las inversiones en el parque refinador para incrementar la capacidad para recibir el crudo local, que es un crudo más liviano que el promedio de la producción mundial, y para eso necesario generar confianza en que habrá un suministro firme de largo plazo.

**En virtud de los temas consultados ¿qué rol jugará Shell en el potencial aumento de la producción?**

Actualmente estamos produciendo alrededor de 45.000 barriles diarios de petróleo en los bloques donde tenemos participación en Vaca Muerta. Esta es la capacidad máxima que podemos producir dadas las limitaciones en la infraestructura de evacuación de crudo desde la cuenca. En los últimos meses hemos alcanzado cifras récord de fracturas y de producción de petróleo, posicionándonos entre los principales productores de petróleo no convencional. Pero no podemos seguir perforando y conectando nuevos pozos ni produciendo más si no tenemos cómo transportarlo. La limitación en infraestructura de evacuación es el principal obstáculo al potencial aumento de la producción en el corto plazo. No es un problema únicamente de Shell, sino de toda la industria. Shell junto con nuestros socios Pluspetrol

y PAE, estamos construyendo un oleoducto de 120.000 barriles diarios de capacidad y 105 km de extensión desde Sierras Blancas hasta la estación de bombeo de Odelval, en Allen, para aportar a la solución de los desafíos de evacuación de la cuenca. Pero son necesarias importantes obras de ampliación en las terminales y los oleoductos troncales. Una vez superado ese cuello de botella, que esperamos sea lo más pronto posible, nuestro plan es seguir creciendo en producción, haciendo hincapié en desarrollar el negocio de manera más eficiente, competitiva y rentable.

**¿Cuáles son los planes de exploración y producción en aguas profundas?**

En 2019 fuimos adjudicados de CAN 107 y CAN 109, dos bloques exploratorios en aguas profundas en la Cuenca Argentina Norte. Allí somos operadores con 60% de la participación con Qatar Petroleum como socio, con el 40% restante. La primera fase, para la que estamos solicitando a los permisos regulatorios correspondientes, consistirá en la adquisición de información sísmica nueva y de calidad que nos permita evaluar la formación. En paralelo, somos socios de Equinor e YPF en CAN 100, donde Equinor está aplicando a los permisos para la perforación del pozo exploratorio Argerich-1. Nuestro principal foco de in-

versión es Vaca Muerta pero vemos estos proyectos costa afuera como una gran oportunidad para la diversificación del porfolio de Shell en el país. Queremos seguir creciendo y diversificando nuestro portafolio en Argentina.

**¿Cuáles son los planes para Vaca Muerta?**

Uno de mis objetivos como presidente de Shell en Argentina será afianzar la posición que tenemos en Vaca Muerta. Actualmente tenemos en desarrollo masivo nuestros cuatro bloques operados, donde tenemos planes de incrementar nuestra producción para abastecer plenamente nuestras dos plantas de procesamiento en Sierras Blancas, estamos construyendo el oleoducto Sierras Blancas-Allen y también una primera planta de procesamiento en Bajada de Añelo, de 15.000 barriles diarios de petróleo y 2 millones de metros cúbicos de gas de capacidad. Los próximos pasos serán asegurar el desarrollo eficiente, competitivo y rentable de los proyectos de desarrollo que comenzamos en los últimos años y apalancar el mercado de exportación de crudo, una vez que estén las obras de transporte necesarias. Además, el año que viene va a ser muy importante porque vamos a estar en capacidad de generar dividendos y si obtenemos el permiso para hacerlo, esa será una señal muy importante para los accionistas.

**¿Considera que se requieren reformas regulatorias para llevar adelante los proyectos mencionados?**

Tenemos un recurso sin comparación en el resto del mundo, desde el punto de vista del subsuelo. En términos de calidad y cantidad, los recursos están entre los mejo-



Ricardo Rodríguez trabaja en Shell hace más de 20 años y asumirá como Country Chair de Shell para Argentina, Chile y Uruguay el 1 de agosto de 2022. En sus más de 20 años en la compañía, ha ocupado posiciones en diferentes proyectos de Upstream onshore y offshore, con experiencia en la adquisición de bloques, la planificación de proyectos de desarrollo y la ejecución y producción en operaciones. También ha liderado la ingeniería petrolera y planificación de desarrollo para el portfollio de Shell Deepwater en América. Más recientemente, desempeñó tareas en la cuenca de No Convencionales de Permian, en los Estados Unidos. Nació en Venezuela, donde vivió hasta el momento de su graduación como ingeniero químico por la Universidad Central de Venezuela. Posee también un master en ingeniería química por la University of Southern California.

res a nivel mundial. Pero para extraerlo y comercializarlo de manera rentable y competitiva es necesario trabajar junto con las autoridades nacionales y locales en crear un marco regulatorio estable que nos permita el acceso a divisas tanto para el pago de nuestros proveedores como el giro de dividendos y pagos intragrupo de manera estable, previsible y perdurable en el tiempo.

## Shell highlights

- 2° productor de petróleo de Vaca Muerta
- 45.000 BB/d de petróleo aprox.
- 7 bloques en Vaca Muerta (4 operados, todos en desarrollo, 3 no operados)
- Oleoducto en construcción de 105 km y 120.000 bb/d de capacidad
- 10 años en Vaca Muerta (2012-22)

**40 AÑOS DE CRECIMIENTO**

**MEIP**  
GAS & PETRÓLEO

**TECNO**  
HEATERS

www.meip.com.ar  
www.tecnoheaters.com



El costo total del proyecto se ha estimado en 2.000 millones de dólares

# El Gasoducto Presidente Néstor Kirchner con inicio de obras en agosto

Por Santiago Magrone

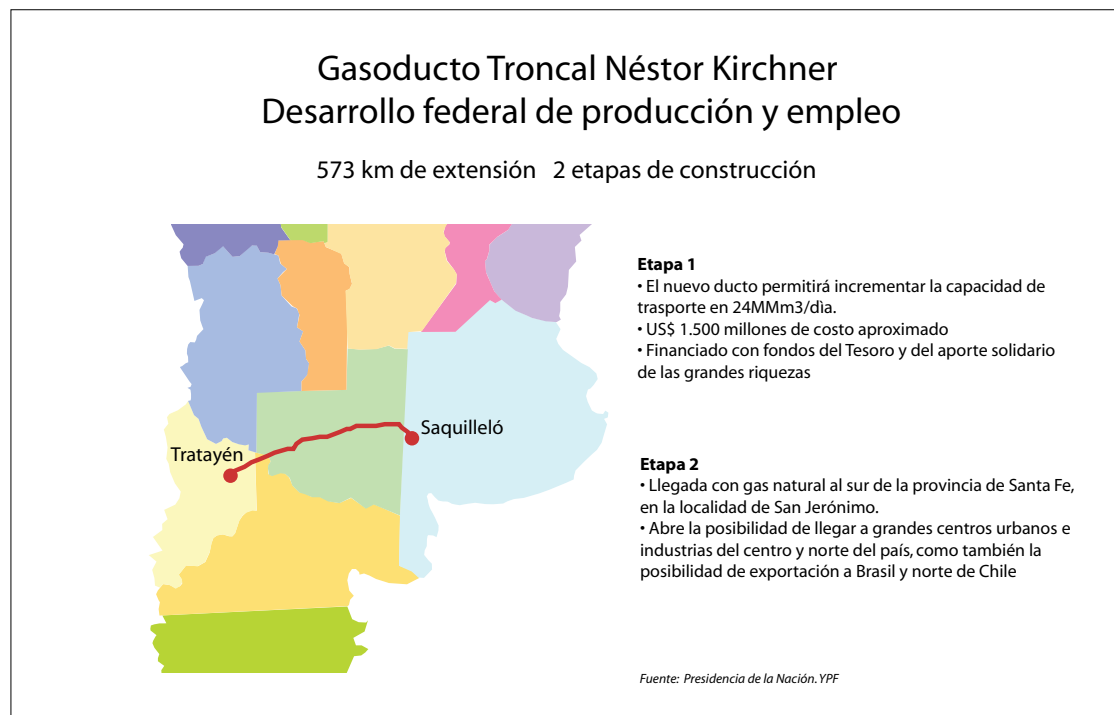
Con trabajos de movimientos de suelos y el traslado de equipos hasta los diversos frentes de obra ya determinados, agosto será consiguado como el mes en el cual arranca la construcción del Gasoducto troncal Presidente Néstor Kirchner (GPNK) en su Primera Etapa, con punto de inicio en Tratayén (Vaca Muerta-Neuquén) y de final en la localidad bonaerense de Salliqueló.

Su extensión será de 573 kilómetros, y de acuerdo con lo proyectado por Energía Argentina S.A. debería estar concluido y tener el Apto Para Funcionar (APF) en junio de 2023.

Julio ha sido el mes de las licitaciones finales para adjudicar las obras civiles del GPNK, la provisión de válvulas para el ducto, la instalación de plantas compresoras y la adjudicación del gasoducto complementario Mercedes-Cardales (Buenos Aires). El arranque de agosto es con los respectivos contratos firmados.

Mientras tanto, han transcurrido varias semanas de trabajo para SIAT (Tenaris) dedicadas a la puesta a punto de su planta en la bonaerense Valentín Alsina, la incorporación de unos 300 trabajadores, y al comienzo de la fabricación de los caños de 36 pulgadas de diámetro, y 12 metros de largo cada uno, que darán forma al GPNK. También, a la fabricación de la cañería de 30 pulgadas para el Mercedes-Cardales.

Así las cosas, se encarará el nada sencillo transporte de los caños hasta las zonas de obras, a razón de cuatro caños por camión, para poder iniciar en setiembre el tendido



del gasoducto. Se necesitarán unos 56.700 tubos de acero.

El costo global del proyecto, materiales y obras ha sido calculado en unos 2.000 millones de dólares, su pago

será en pesos considerando la variación del dólar oficial. La excepción a este criterio ha sido el pago de unos 200 millones de dólares a Tenaris-Techint para importar la

chapa de acero laminada desde su planta en Brasil, para la elaboración de los caños.

El financiamiento de esta obra será a cargo del Estado Nacional (unos 500 millo-

nes de dólares son aportados por lo recaudado del "aporte solidario" de tenedores de grandes fortunas).

La construcción en tres tramos del Gasoducto tendrá por principales protagonistas a la UTE Techint-SACDE (Grupo Pampa Energía) para los tramos 1 y 2 (de 220 kilómetros cada uno) y a BTU en el tramo 3 (133 kilómetros). La planta compresora en la cabecera del Mercedes-Cardales estará a cargo de ESUCO.

A lo largo de la traza el tendido del ducto troncal deberá atravesar Neuquén, La Pampa y Buenos Aires, y en su recorrido afrontar 50 cruces especiales, vale decir ríos, rutas, ferrocarriles y líneas eléctricas. Se destaca en esto el cruce subfluvial del Río Colorado, correspondiente al tramo 1.

Casi el 90 por ciento de los caños a instalar serán de 36 pulgadas. Tanto Techint como SACDE tienen experiencia en este tipo de cañería, aunque en la construcción de ductos de menor extensión, al interior de Vaca Muerta.

Por razones de seguridad, a intervalos determinados se situarán 111 válvulas en el ducto lo cual permitirá cortar el flujo de gas en caso de algún incidente.

El GPNK posibilitará incrementar la capacidad de transporte del gas natural producido en Vaca Muerta hacia los centros de consumo a razón de 11 millones de metros cúbicos/día (sin compresión) y pasará a duplicarse con la operación de cuatro plantas compresoras proyectadas.

El GPNK está diseñado para su prolongación, en una Segunda Etapa, desde Salliqueló hasta San Jerónimo (sur de Santa Fe), pero no tie-





ne financiamiento asegurado.

La realización completa del proyecto permitirá incrementar el transporte de gas hasta los 39 millones de metros cúbicos/día.

Esto equivale a un aumento de 25 por ciento en la capacidad de transporte del sistema gasífero argentino en la actualidad.

Asimismo, permitirá reducir significativamente la necesidad de importación de este insumo energético, por gasoducto desde Bolivia, pero antes que ello achicar las compras de GNL por barcos, que tanto ha complicado las finanzas del gobierno, también como consecuencia del fuerte aumento de su cotización internacional ante la escasez de gas en el contexto del conflicto político y bélico que tiene por principales protagonistas a Estados Unidos y Europa (OTAN), Ucrania y Rusia.

Los altos precios de los recursos energéticos (gas, petróleo, incluso carbón) serán prolongados en el tiempo. Argentina está incrementando su producción en los primeros dos insumos también con vistas a seguir aumentando sus exportaciones a nivel regional e internacional. Ello explica la necesidad de continuar desarrollando inversiones públicas y privadas en la infraestructura que esta industria requiere.

La rehabilitación en curso del Oleoducto Trasandino, y la proyectada ampliación de la capacidad de transporte y almacenamiento del sistema Ol-



Gastón Leydet

delval configuran un buen signo en este sentido.

Al respecto, y consultado por E&N, el presidente de Energía Argentina, Agustín Gerez, destacó que *“el Gasoducto Presidente Néstor Kirchner es una gran obra de transformación para el futuro de nuestro país porque nos va a permitir acceder a más energía a valores competitivos, promoviendo la producción y el trabajo, como así también la sustitución de importaciones de gas y exportar a la región y al mundo”*.

*“Le hemos puesto gran esfuerzo y compromiso a este proyecto, para culminar el proceso de licitación, iniciar su construcción, y tenerlo operativo antes del próximo invierno, como está previsto”*, remarcó el funcionario.

## Tierra del Fuego crea la petrolera provincial Terra Ignis

Con la creación por ley de su propia empresa de hidrocarburos, llamada *“Terra Ignis Petróleo y Gas”*, una sociedad anónima con participación estatal mayoritaria, la provincia de Tierra del Fuego ingresará en el mercado petrolero. El proyecto impulsado por la gestión del gobernador Gustavo Melella fue sancionado por la Legislatura provincial, con el voto unánime de los diputados presentes, después de haber sido analizado varios meses en reuniones de comisión. Una vez que la norma sea promulgada por el Poder Ejecutivo, y se den los pasos iniciales relacionados con la inscripción legal y capitalización, la empresa seguirá la línea de las ya conformadas en

otras provincias hidrocarburíferas, como Neuquén y Chubut. Para ello, Terra Ignis buscará asociarse con capitales privados para encarar la explotación conjunta de yacimientos onshore y offshore, en principio con pequeñas inversiones y en relación con pozos que ya están en funcionamiento. A su vez, la compañía fue autorizada a prestar servicios públicos de distribución de gas natural y a incursionar en la generación de energía eléctrica renovable. Se estima que en Tierra del Fuego existen unos 500 pozos inactivos o deficientes. La idea es analizarlos a través de un trabajo que podría ser financiado por fondos del Consejo Federal de Inversión (CFI).

# DURALITTE

**En Constante Evolución**

Shreveport, Denver, Pittsburgh, Midland, Houston Usa, Venezuela, Colombia, Ecuador, Perú, Bolivia, Chile, Comodoro Rivadavia, Tierra del Fuego, São Paulo Brasil, Buenos Aires Argentina, Bahía Macaé, Mossoró.

**CONNECTIONS | METROLOGY**

**HIGH PRESSURE**

**ARTIFICIAL LIFT**  
by **DUXATECH**

**Certificaciones**  
API 11B - 7-1 - 5 CT

**Laboratorio Certificado**  
bajo normas  
ISO 9001/2015

**Centro de Logística y Servicios Neuquén**

**DURALITTE NEUQUÉN**

**Stock local para abastecer a toda la región**

Fiambalá 307 (esq. Tinogasta) - Neuquén  
Tels.: 0299 525.9321 | 527.6155 | 607.0459

**AOG**  
ARGENTINA OIL & GAS

**PATAGONIA**

Stands: 2B-05 | AL-05

info@duralitte.com

duralitte\_argentina

duralitte\_arg

Duralitte S.A. www.duralitte.com

Debenedetti 3895 | (B1636ENU) Olivos | Buenos Aires | Ph: +5411 4005.5540 / 5587

**CABLES DE ACERO**

**ESLINGAS**

**ACCESORIOS**

Distribuidor oficial para Argentina y Brasil

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

**IPH**

(5411) 4469-8100

www.iphglobal.com



El foco principal estará orientado al análisis de bloques con potencial de petróleo

# YPF y ENAP se asocian en proyectos conjuntos en Vaca Muerta

La Empresa Nacional del Petróleo ENAP (Chile) e YPF firmaron un Memorandum de Entendimiento (MOU) para avanzar en la identificación de oportunidades de asociación para la exploración y desarrollo conjunto en bloques de Vaca Muerta.

El acuerdo se firmó en las oficinas de YPF en Buenos Aires y contó con la participación del presidente de la compañía, Pablo González, el gerente general de ENAP, Julio Aranís, y el CEO de YPF, Pablo Iuliano. También, participó del encuentro el secretario de Energía de la Nación argentina, Darío Martínez.

El CEO de YPF, Pablo Iuliano, indicó que, “este acuerdo nos permitirá explorar junto a ENAP oportunidades de desarrollo en Vaca Muerta y profundizar la integración energética entre ambos países. YPF es hoy un operador de clase mundial en el no convencional y esta competitividad nos permite avanzar en acuerdos para potenciar

el desarrollo de los enormes recursos que tenemos en el país”.

Este memorando es resultado de los acuerdos alcanzado entre ambas naciones para avanzar en la integración energética bilateral. Este vínculo fue destacado por el ministro de Energía de Chile, Claudio Huepe, quien se reunió en abril pasado con su par trasandino y con YPF para avanzar en la identificación de nuevas oportunidades de colaboración energética entre ambas naciones.

Una expresión de esta colaboración fue el acuerdo firmado por los presidentes Gabriel Boric y Alberto Fernández durante la Cumbre de las Américas, en Estados Unidos, durante el mes de junio.

“Con este acuerdo estamos dando paso a una mayor inclusión entre ambas naciones, que permitan a Chile tener acceso a una fuente energética que permitirá a los chilenos contar con crudo en condiciones más competitivas,



así como diversificar nuestras alternativas de acceder a esta materia prima”, señaló Huepe.

Por su parte, el secretario de Energía de Argentina, Darío Martínez, destacó el trabajo conjunto entre las dos empresas de bandera “para mejorar la integración energética entre ambas compañías, abrir un nuevo mercado de exportación de crudo para el país, y generar más actividad y divisas con el desarrollo de Vaca Muerta”.

Julio Aranís destacó que “este acuerdo permitirá aumentar el portfolio de activos de ENAP Sipetrol Argentina en el área con mayor potencial de reservas del país y una de las de mayor tamaño en el mundo, en términos de recursos no convencionales. Los detalles de esta alianza se definirán durante las negociaciones del acuerdo final”, explicó el gerente general de ENAP.

ENAP e YPF han desarrollado sólidos vínculos de ne-

gocios desde 1990 en ocasión de celebrar un primer acuerdo para el desarrollo conjunto del área costa afuera Magallanes, Argentina. En esta oportunidad, el foco principal estará orientado al análisis de bloques con potencial de petróleo, el cual podría ser exportado a Chile para su consumo en las Refinerías de ENAP, buscando de esa forma generar sinergias de integración energética entre Chile y Argentina.

“Esta es también una oportunidad de intercambio de conocimiento, considerando el gran avance tecnológico desarrollado por YPF en la explotación de yacimientos no convencionales; en especial, en lo que se refiere a pozos horizontales multifracturados, ya que en el futuro estas experiencias podrán ser aprovechadas en nuestros desarrollos en Magallanes Chile” manifestó Aranís.

Vaca Muerta presenta uno de los mayores potenciales del mundo de recursos no convencionales de petróleo y gas, y en la formación ya se encuentran operando otras empresas de la industria incluyendo compañías estatales y varias de las denominadas “majors”, como Chevron, Shell, Total Energies, Petronas, Exxon-Mobil, Equinor y Wintershall, entre otras.



Agilent

Authorized Distributor

SOLUCIONES ANALÍTICAS PARA LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y LA ENERGÍA



**Cromatografos y Analizadores dedicados para Normas ASTM**  
Análisis de Gas Natural, LPG  
Combustibles, DHA, PIONA,  
Destilación simulada.

**Cromatógrafos portátiles**  
Análisis de Mud logging,  
Biogás, Azufrados, BTX.





Entre agosto y setiembre deberá estar resuelta la participación de las operadoras

# Energía extenderá las concesiones para oleoductos

El secretario de Energía, Darío Martínez, estimó que *“deberíamos tener resuelta en agosto las extensiones de las concesiones (hasta 2037) para los casos de OLDELVAL y OILTANKING, y en setiembre para el caso de OTASA”*.

Se trata de las operadoras de los sistemas de oleoductos, de almacenamiento y carga portuaria, y de transporte de crudo hasta Chile, respectivamente, que presentaron sus planes de inversiones en la infraestructura necesaria para seguir desarrollando los recursos petroleros del país, con vistas al autoabastecimiento y a la exportación.

Martínez encabezó una reunión en Neuquén con representantes de las empresas productoras, proveedoras de servicios, de los sindicatos del rubro petrolero, y de funcionarios de las provincias productoras de hidrocarburos, en la cual se detallaron las obras diseñadas para la renovación y también la ampliación de las respectivas infraestructuras, con las inversiones calculadas.

En el contexto de la reunión los participantes tomaron contacto virtual con la ministra de Economía, Silvina Batakis, quien hizo hincapié en la importancia para reviste para el país contar con la infraestructura energética que se necesita *“para poder liberar la potencia productiva de todas las provincias”*. *“No queremos una Argentina de la especulación sino de la producción”*, puntualizó, en el contexto de dificultades que afronta la Administración de Alberto Fernández, *“por el nivel de endeudamiento generado por el gobierno anterior, por la pandemia, y ahora una situación de guerra”* (Rusia-Ucrania-OTAN) con efectos en la economía mundial.

En su presentación OLDELVAL presentó un plan de obras con compromiso de inversión por 1.650 millones de dólares, de los cuales 900 millones serán para renovación del actual sistema de ductos, la repotenciación de las estaciones de bombeo y de los tanques de almacenamiento, entre otros ítems.

Asimismo, la ampliación de la capacidad de transporte de crudo (actualmente al tope) demandará otros 750 millones de dólares. Permitirá duplicar dicha capacidad de 36.000 a 72.000 metros cúbicos día, en dos etapas de trabajos de once meses cada una, concluyendo en la primera mitad de 2024 y de 2025, respectivamente, se detalló. Los principales accionistas en OLDELVAL

son YPF, Tecpetrol, Pluspetrol, PAE, Exxon, Pampa, y Chevron. Transporta el 100 por ciento del crudo que se produce en Vaca Muerta, el 90 % del total de la cuenca neuquina, y el 50 por ciento del crudo total país. *“El plan presentado permitirá exportaciones adicionales de petróleo por hasta 250 mil barriles día e ingresos por hasta 6.000 millones de dólares adicionales anuales”*, se puntualizó en la presentación. *“Ni bien se nos otorgue la ampliación de la concesión estamos en condiciones de comenzar con las obras”*, se indicó.

Por su parte, OILTANKING, que tiene por accionistas a YPF y a Oiltanking Argentina (con casa matriz en Hamburgo) opera desde 1993 el nodo concentrador de petróleos ubicado en Puerto Rosales (Bahía Blanca). Opera dicha estación portuarias y los ductos que conectan con la refinerías de La Plata (YPF), de Campana (Axió) y de Bahía Blanca (Trafigura). También la playa de tanques de almacenamiento de crudo.

Su plan de obras comprende un nuevo muelle para exportaciones en Puerto Rosales 1.700 metros costa afuera, lo cual permitirá operar con barcos de hasta 160 mil toneladas de porte bruto y quintuplicar las exportaciones (hasta 20 MMm3 año), una nueva estación de bombeo y una nueva playa con cinco tanques adicionales para incrementar la capacidad de almacenaje de crudo. La inversión calculada por esta compañía ronda los 300 millones de dólares.

Por su parte, OTASA ya encaró las tareas de inspección interna y diagnóstico del estado del Oleoducto Trasandino, desactivado en el año 2006. Sus accionistas son YPF, Chevron, y ENAP.

Luego de setiembre será la etapa de reparaciones necesarias y puesta a punto del ducto, del equipamiento de bombeo y de control operativo para poder reanudar el transporte de crudo desde la cuenca neuquina (Puesto Hernández) hasta Chile (Talcahuano - puerto de Concepción).

Son 427 kilómetros de extensión del ducto de 16 pulgadas con capacidad para transportar hasta 17.500 metros cúbicos diarios.

Además, está contemplado interconectar la cabecera de Puerto Hernández con la zona productora de Añelo (Vaca Muerta), a 150 kilómetros, para un funcionamiento a pleno del OT.

Se estima concluir la tarea en el OT a más tardar en

el primer trimestre de 2023 y la inversión necesaria para el mantenimiento del ducto en toda la etapa de concesión ampliada fue calculada en torno a los 82 millones de dólares. La empresa pidió además a Energía *“constancias de exportación a largo plazo”*.

Luego de la exposición de las empresas, tomaron la palabra los representantes de las compañías productoras y las autoridades provinciales. Hubo una aceptación general de los planes de obras e inversiones presentados por las respectivas operadoras. *“-*

Tenemos un panorama muy alentador para la generación de energía en el país. Por eso estamos pensando en ampliar la capacidad de transporte y almacenaje que nos permita continuar con el crecimiento que se registra en la producción en el último año” afirmó Pablo González, presidente de YPF.

Ricardo Markus, CEO de Tecpetrol, destacó: *“Es fundamental hacer estos proyectos. Vaca Muerta demostró ser un recurso extraordinario, tanto es gas como en petróleo, pues en ambos se ha colmado*

*la capacidad de transporte. Es absolutamente necesario y es muy bueno que estén todos presentes, la Secretaría nacional, las autoridades provinciales y los trabajadores”*.

Por el sector gremial tomó la palabra Marcelo Rucci (Secretario General de Petroleros Privados de Neuquén, Río Negro y La Pampa), quien hizo una evaluación muy positiva de las presentaciones de los planes de obras de las tres empresas y expresó que *“la puesta en marcha de esos planes va ser muy bueno para la actividad de la cuenca”*.

**AXION**  
energy

**Combustible  
Premium**

**QUANTIUM**

**SUPERA LOS LÍMITES**

**RINDE MÁS  
KMS POR LITRO<sup>1</sup>**

**MOTOR LIMPIO AL 100%  
EN SOLO DOS TANQUES<sup>2</sup>**

1- COMPARADO CON NUESTRA FORMULACIÓN ANTERIOR. 2- DE ACUERDO A LOS ENSAYOS ASTM D-6201, XUD-9 Y DW-10B ESTÁNDARES DE LA INDUSTRIA, EL MOTOR SE LIMPIARÁ COMPLETAMENTE EN DOS TANQUES. LOS RESULTADOS PUEDEN VARIAR SEGÚN EL VEHÍCULO Y EL USO.



# Planificar la energía es el desafío más urgente

Por Julián Rojo \*

Pasando la primera mitad del año 2022 se acumula más del 65% del mandato del presidente Fernández que acaba de nombrar un nuevo Superministro con la intención de sortear la crisis política y económica.

El sector energético está en el centro de la escena porque explica gran parte de los desequilibrios y por lo tanto no es menor su tratamiento. Pero, para entender la situación, es necesario realizar un análisis de lo hecho hasta el momento y los desafíos más importantes que quedan por delante.

La gestión energética del presidente está signada por decisiones erráticas y poco fundamentadas a la vez que ha quedado expuesta, nuevamente, la fragilidad de toda la cadena que involucra el sector. En este sentido, el hecho de que la economía energética esté desconectada del mundo no es trivial.

Al mes de julio de 2022 se presentan seis hechos de



la gestión que la describen de cuerpo entero:

No está resuelta la segmentación tarifaria anunciada los primeros meses de gobierno y tampoco hay una política clara de precios de la energía. A su vez, todo indica que el efecto de un aumento de tarifas segmentado por ingresos será inocuo para las cuentas públicas y para la eliminación efectiva del sesgo "pro-ricos" que caracteriza al esquema generalizado de subsidios existente. Hoy los subsidios a la energía suman casi USD 15.000 millones acumulados en doce meses, alcanzan el

3% del PBI y explican casi la totalidad del déficit fiscal. Aún más preocupante es la tendencia: en 2022 se gastan en promedio USD 1.200 millones por mes a pesar de aumentos parciales en las tarifas de luz y energía eléctrica. Continúa, aunque en menor magnitud, la crisis de abastecimiento de gasoil que implicó faltante grave o escases en casi la totalidad del territorio nacional durante más de dos meses. Esto se pudo haber evitado fácilmente con las innumerables herramientas con que cuenta el Estado para arbitrar una solución. Hubo re-

acción tardía y mala praxis en este tema que lejos está de ser resuelto de manera robusta. Se redujo el corte obligatorio de la mezcla de biodiesel y bioetanol sin justificación clara y razonable. El corte mínimo tuvo que ser recompuesto parcialmente por motivo de emergencia ante la crisis del gasoil. La responsabilidad aquí fue del Parlamento y la realidad indica que el futuro de este subsector es incierto. No ha arrancado de manera efectiva la construcción del gasoducto Neuquén-Salieló que fue motivo de un escándalo político con la renuncia de un ministro incluida. El desinterés de las empresas productoras por construir, operar y mantener un gasoducto en un territorio con reservas gasíferas es un lujo que pocos países pueden darse. En este sentido, la producción gasífera no tendrá la posibilidad de grandes logros hasta tanto no se resuelva es tema que, hoy en día, es el principal cuello de botella.

Se firmó un contrato de construcción de una cuarta central nuclear con financiamiento chino que podría costar más de USD 13.000 millones. Se realizó sin la presencia del Presidente, del Ministro de Economía ni del Secretario de Energía. El contrato se firmó sin conocerse estudio técnico alguno. Se promociona el proyecto extemporáneo de Río Turbio otorgándole transferencias con fondos de Tesoro nacional. Es una central de carbón que la condena su pasado, pero aún más su futuro. Cuenta con la ausencia estelar de

los estudios de factibilidad. Del lado de los logros podría ponerse el aumento en la producción de petróleo, aunque, en este caso, el mérito es más exógeno que doméstico. En este sentido, la producción de petróleo crudo aumenta cada mes impulsada por precios internacionales altos a causa de la invasión rusa en Ucrania. Además, es destacable que un conjunto de empresas ha anunciado inversiones en expansión de la capacidad del transporte con financiamiento privado. El incentivo es exclusivamente la exportación.

Esta foto del momento no es auspiciosa para el futuro cercano y requiere de grandes esfuerzos para solucionar, en parte, la fragilidad en la que está sumido el sector. Pero sobre todo para trazar un rumbo en medio del desorden generalizado: se necesita planificación energética y coordinación macroeconómica.

En este sentido, los lineamientos de los próximos años deberían estar centrados en cuatro bases fundamentales: una recomposición institucional, una reforma del sistema de subsidios a la energía que deben estar focalizados en la demanda vulnerable, el alineamiento de precios internos con las referencias internacionales y un mecanismo de priorización claro y eficiente, en la práctica, de los proyectos de inversión en infraestructura energética apegado al Sistema Nacional de Inversión Pública o bien a las leyes que regulan al sector hidrocarbúfero.

Es una tarea que queda para las plataformas de gobierno de la siguiente administración ya que, en términos de esfuerzo técnico y político, los plazos están agotados. El entrante superministro cuenta con muy poco tiempo para ordenar cuestiones de fondo ante la urgencia de tantos desequilibrios y la campaña presidencial 2023 empieza en solo meses.

\* Director del depto. Técnico IAE Mosconi

**INGENIERIA SIMA** www.sima.com.ar

Seguridad, calidad y experiencia en petróleo y gas

**OBRAS**

**SERVICIOS - O&M**

**DISTRIBUIDORES OFICIALES MOTORES WAUKESHA**

**LOGÍSTICA PARA ARENA DE FRACTURA**

**INVAP INGENIERÍA S.A.**

**NUEVOS NEGOCIOS**

**OFICINA PRINCIPAL NEUQUÉN**  
Parque Industrial Neuquén  
C.C. 874 (Q8300AYU)  
Neuquén Capital, Argentina.  
Tel.: (+54 299) 449 0999  
Fax: (+54 299) 449 0998

**OFICINA BUENOS AIRES**  
Belgrano 485 4° Piso  
Oficina 10 (C1092AAE)  
CABA, Argentina.  
Telefax: (+54 11) 4331 0446

**OFICINA AÑELO**  
Calle 11 N° 729, Añelo,  
Provincia de Neuquén,  
Argentina.  
Tel.: (+54 299) 449 0999

**OFICINAS RÍO NEGRO**  
Ruta 151 km. 89, Catriel (8307).  
Tel.: (+54 299) 445 7839.  
Mengelle 59 Piso 5 Of. 1.  
Cipolletti (8324).  
Tel.: (+54 299) 449 0959

M

MARBAR

Servicios Integrales para la Industria Petrolera

www.marbar.com.ar



# Con 78 MMm<sup>3</sup>/día la producción no convencional de gas natural es ya el 56 % del total país

Con un fuerte empuje de actividad en Vaca Muerta, la producción no convencional de gas natural batió un nuevo récord en junio, con 78 millones de metros cúbicos aproximados por día, indicó la Secretaría de Energía.

Dicha producción no convencional representó el 56 por ciento del total de gas natural producido en el país, significó un crecimiento interanual del 28 %. Además, se produjo un 4 por ciento más de gas no convencional que en mayo último.

La producción total de gas en Argentina se mantiene en números altos: Junio cerró con 139 millones de metros cúbicos aproximados por día, un 10 % más en comparación con el mismo mes del año pasado.

Por otra parte la producción de petróleo se mantiene en los niveles más altos de los últimos 11 años. En junio se produjeron 583 mil barriles aproximados por día, de los cuales 239 mil pertenecen al segmento no convencional, un 41 por ciento del total. Además, la producción total de petróleo marcó un crecimiento interanual del 14 %, mientras que la de crudo no convencional lo hizo en el 51 por ciento, describió Energía. El secretario, Darío Martínez, señaló que “esto es una muy buena noticia para un país

que crece y que cada día demanda más energía. Números de producción históricos que son posibles gracias a la gran decisión del gobierno de poner en marcha el Plan Gas. Ar”. “Gracias al Plan Gas Ar logramos frenar el declino

que teníamos en la producción de gas y alcanzar mes a mes nuevos récords históricos en el segmento no convencional. Algo que es muy positivo para el país porque genera un círculo virtuoso, con más trabajo, más pymes participan-

do y más industria nacional en la actividad” agregó.

Martínez afirmó que “con reglas claras y previsibilidad logramos poner de pie un sector fundamental para nuestro desarrollo. Esta actividad en crecimiento valoriza la obra

del gasoducto (Presidente Néstor Kirchner que nos va a permitir potenciar aún más la producción y llegar con más gas argentino, producido por trabajadores y trabajadoras argentinas, a cada región y a cada industria del país”.

## MEGSA-CAMMESA: 17,3 MMm<sup>3</sup>/día adicionales

El MEGSA recibió 13 ofertas por un volumen total de 17.3 millones de m<sup>3</sup> diarios a un precio promedio ponderado de US\$ 4,38 el millón de BTU.

Del total de ofertas, 9 correspondieron a gas de la Cuenca Neuquina por 11,3 MMm<sup>3</sup>/día a precios de entre 4,11 y 4,57 dólares el MBTU. Otras 2 ofertas provinieron de Tierra del Fuego, por un volumen diario de 3,5 MMm<sup>3</sup>/día y precios de 4,23 y 4,28 dólares por MBTU. Desde Santa Cruz se registró una oferta de provisión de 1 millón de m<sup>3</sup>/día a US\$ 4,32 el MBTU, y desde Chubut una oferta de 1,5 millones de m<sup>3</sup>/día, a US\$ 4,40 el MBTU.

**TRANSFORMAMOS EXPECTATIVAS EN REALIDADES.**

Diseñar un proyecto que potencie la matriz energética del país.

Construir un proyecto que hoy cubre el 15% del consumo de gas de Argentina.

**Fortín de Piedra.**  
Neuquén, Argentina.

**TECHINT**  
Ingeniería y Construcción

techint.com



# YPF ratificó inversiones por US\$ 300 millones en Chubut

El gobernador del Chubut, Mariano Arcioni, mantuvo el jueves 21 una reunión en Buenos Aires con el presidente de YPF, Pablo González, y el nuevo CEO de la compañía, Pablo Iuliano para considerar las inversiones de la compañía en esa provincia.

Durante el encuentro, se realizó la presentación formal del nuevo CEO, y allí los empresarios destacaron el récord de producción petrolera de 5.611 m<sup>3</sup> por día, lo que representa un máximo histórico para la compañía en la provincia del Chubut.

Además, desde YPF se ratificó el plan de inversiones que este año superará los 300 millones de dólares en Chubut, siendo la mayor



inversión de la compañía en la provincia en los últimos 7 años.

También estuvieron presentes en el encuentro el gerente de Asuntos Externos

Regional Sur de YPF, Matías Bezi; el director en YPF por Chubut, Horacio Forchiassin; y los ministros de Hidrocarburos, Martín Cerda, y de Economía, Oscar Antonena.

## Acuerdo de Y-TEC y YLB para el desarrollo de litio

El presidente de Yacimientos de Litio Bolivianos (YLB), Carlos Ramos Mamani, y el presidente de Y-TEC, Roberto Salvarezza, firmaron un convenio marco de colaboración científico-tecnológica para la producción de celdas y baterías de ion litio con tecnología autónoma.

El acuerdo contó con el respaldo del ministro de Ciencia, Tecnología e Innovación, Daniel Filmus; el ministro de Hidrocarburos y Energías del Estado Plurinacional de Bolivia, Franklin Molina Ortíz; y el presidente de YPF, Pablo González. Por su parte, la Cancillería argentina acompañó las gestiones que permitieron la firma del instrumento.

El acuerdo busca reforzar las capacidades de ambos países para el desarrollo del conocimiento necesario para la producción de celdas y baterías de ion litio para diferentes aplicaciones, incluyendo electromovilidad y sistemas estacionarios autónomos; la concepción, diseño y estudio para una potencial construcción de una planta de producción de celdas y baterías de ion litio; y la promoción de empresas de base tecnológica que participen en el proyecto como proveedoras de servicios técnicos de alta especialización, insumos y equipos.

*“El litio es lo que viene en materia energética, clave para el futuro. Tenemos que ganar velocidad en el avance tecnológico. Todo aquello que nos permita estrechar lazos con socios estratégicos, como es el caso de Bolivia, siempre nos tendrá con las puertas abiertas”,* afirmó Pablo González.

En tanto, Roberto Salvarezza, señaló que *“esta alianza para nosotros es estratégica. La cooperación regional nos permitirá generar avances tecnológicos locales, y generar el conocimiento conjunto necesario para empezar desarrollar toda la cadena de valor del litio, incluida la producción de celdas y baterías”*.

La firma se dio en el marco de la visita de una comitiva del gobierno de Bolivia a Y-TEC, la empresa tecnológica de la petrolera en conjunto con CONICET. Del encuentro participaron, además, la directora de la Agencia Boliviana de Energía Nuclear, Hortensia Jiménez; el embajador argentino en Bolivia, Ariel Basteiro; el embajador del Estado Plurinacional de Bolivia en Argentina, Jorge Ramiro Tapia Sainz, y el asesor del MINCYT, Guillermo Salvatierra, entre otros.



Alta tecnología en fabricaciones y montajes convencionales especiales



### Fabricación

- Recipientes a presión
- Separadores de gas-petróleo
- Intercambiadores de calor
- Columnas de Proceso.
- Plantas de compresión y tratamiento de gas

- Calentadores de petróleo-gas
- Aero entradores
- Módulos conectores de pozo
- Torres de enfriamiento de circuito cerrado
- Filtros

### Instalaciones

- Plantas de tratamiento de gas
- Líneas de conducción
- Gasoductos
- Tanques de almacenajes API
- Montajes de compresores
- Montajes de equipo

Tucumán 6470 / 84 - (1657) V. Loma Hermosa Prov. de Buenos Aires - Argentina  
Tel.: 4769-2454 / 2772 / 4768 / 4769 Fax: (54-11) 4769-4769 armexas@armexas.com.ar www.armexas.com.ar

# VP VICTORIO PODESTA

70 años de trayectoria abasteciendo con soluciones energéticas a la industria, agro, transporte y estaciones de servicio.

Gas natural - Fuel oil - Naftas - Lubricantes - IFO - Energía sustentable (fotovoltaica)

comercial@vpodesta.com (+54 9 11 5319-6441) <https://www.linkedin.com/company/vpodesta/>



Según el índice adelantado que toma el consumo de energía sobre la base de CAMMESA

# La actividad industrial creció 5,8% en junio

De 15 actividades productivas, 14 crecieron en abril en términos interanuales y 9 tuvieron subas respecto a igual mes de 2019

La industria argentina ratifica su crecimiento y marcó una suba del 5,8% interanual en junio, según el índice adelantado que toma el consumo de energía sobre la base de CAMMESA que mide la actividad industrial a partir del consumo energético en más de 1.000 plantas industriales. En comparación con el mismo mes de 2019 el alza es del 18,5% y del 0,3% comparado contra mayo de 2022, detalla el Panorama Productivo realizado por el Centro de Estudios para la Producción (CEP-XXI).

La consolidación por encima de los niveles pre-pandemia también lo marca el Estimador Mensual de Actividad Económica: en abril la actividad creció 5,1% interanual y 1,5% respecto a igual mes de 2019. De 15 actividades productivas, 14 crecieron en abril en términos interanuales y 9 tuvieron subas respecto a igual mes de 2019, entre las cuales se destacaron pesca, hoteles y restaurantes, y petróleo y minería. En el acumulado del primer cuatrimestre de 2022 la actividad presentó un alza de 5,7% interanual y de 3,2% frente al mismo período de 2019.

En la comparativa internacional, la recuperación industrial argentina contra la prepandemia continúa siendo más intensa que el promedio mundial. La suba de la producción industrial de mayo (7,8% respecto a mayo de 2019) estuvo por encima de países como Brasil, Chile, México, España, Italia, Estados Unidos, Japón, India, Alemania y España, entre otros.

La recuperación económica continúa impactando favorablemente en el empleo registrado. En abril se incrementó en 70.200 la cantidad de trabajadoras y trabajadores respecto a marzo y señaló así 16 meses de subas en fila. Uno de los segmentos más destacados fue el del empleo asalariado formal en las empresas privadas. Las firmas crearon 28.000 puestos de trabajo en relación de dependencia formales en abril, y continúan con el mayor ritmo de generación de empleos asalariados formales desde 2011.

En cuanto al sector externo, las exportaciones crecieron un 20,7% interanual en mayo (+36,1% en relación a 2019) registrando así el segundo mayor nivel de la historia para dicho mes (superado

solo por 2013). Las exportaciones de manufacturas agropecuarias crecieron un 29,4% interanual y un 66,2% en comparación con el mismo período de la pre pandemia.

Asimismo, el informe destaca que en mayo la construcción creció 19,9% interanual y 4,9% frente a mayo de 2019. Con esa cifra se registró el mayor nivel desde 2012 para el mes. En ese marco, datos adelantados de junio sugieren un nivel de actividad ma-

yor para dicho mes: según la Asociación de Fabricantes de Cemento Portland (AFCP) el consumo de cemento se incrementó 14,3% interanual y 28,5% respecto a 2019, registrando el nivel más alto para un mes de junio desde al menos 2004. El Índice Construya, por su parte, creció 4,9% interanual y 37,9% respecto a junio de 2019. La producción de vehículos es otro de los indicadores que muestran la consolidación de la indus-

tria nacional. Según ADEFA en junio se registró un alza de 20,9% en relación al mismo mes de 2021 y del 102,3% por encima de 2019. Se registró el mejor junio desde 2015.

Prendas de vestir, cuero y calzado es otro sector que mostró destacadas alzas: señaló su 15° suba interanual en fila, de 51,1% en mayo según el Indec. La inversión productiva creció 28,5% entre los primeros trimestres de 2019 y 2022. Dicho aumento

impactó favorablemente en la producción de maquinarias y equipos, que anotó el mejor mayo desde al menos 2016. El alza de la producción de maquinarias se dió en distintos segmentos, como la agropecuaria (+11% interanual), maquinarias de uso especial (+19,1%) y maquinarias de uso general (+13%). El consumo de energía en las plantas del sector en junio arrojó subas de 10,1% i.a y de 26,1% frente a igual mes de 2019.



**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.



















Especialización en industrias  
**Oil & Gas, Mining y Project Cargo.**





# Presencia Regional

 <b>TBCargo</b>	<b>TBCARGO</b>   Desde 1973 Transporte   Almacenamiento   Proyectos   Forwarding Sede principal en Buenos Aires	
 <b>TBCruz</b>	<b>TBCRUZ</b>   Desde 1991 Transporte   Almacenamiento   Proyectos   Forwarding Sede principal en Santa Cruz de la Sierra	
 <b>RTCargas</b>	<b>ROTACARGAS</b>   Desde 2018 Transporte   Almacenamiento   Logística Internacional Sede principal en Belo Horizonte	
 <b>TBCargo</b>	<b>TBCARGO MÉXICO</b>   Desde 2018 Transporte   Almacenamiento Sede principal en Guadalajara	
 <b>MWCorp</b>	<b>MULWARY CORP</b>   Desde 2019 Logística Internacional   Zona Franca Sede principal en Montevideo	
 <b>PXCargo</b>	<b>PXCARGO</b>   Desde 2020 Transporte   Almacenamiento Sede principal en Asunción	
 <b>BT Cargo</b>	<b>BESTCON</b>   Desde 2021 Transporte   Almacenamiento Sede principal en Lima	

TRANSPORTE

FREIGHT FORWARDING

PROYECTOS

ALMACENAMIENTO





Oferta y demanda crecieron en Mayo y se proyectan al alza para el resto del año

# Los índices del mercado eléctrico con signo positivo

El Instituto Mosconi en su informe mensual de Tendencias Energéticas, difundido a principio de julio, analiza el crecimiento de los subsidios energéticos con una tasa de crecimiento en el año en curso muy superior al crecimiento de la inflación anual. Estos se focalizan en la generación de energía eléctrica a través de Cammesa que se explica en adelante.

En mayo de 2022 la demanda total de energía eléctrica fue 11.9% mayor al mes anterior y 6.8% superior a la del mismo mes del año ante-

rior. En los datos anuales se observa que en los últimos doce meses la demanda fue 5.7% a.a mayor respecto a igual periodo anterior.

En el mes de mayo de 2022 la demanda industrial/Comercial se redujo 1.4% i.m. y aumentó 6.3% i.a. Esta categoría incrementó su consumo 8% anual.

Por otra parte, la demanda comercial aumentó 2.8% i.m. en mayo de 2022 respecto del mes anterior y fue 7.2% i.a. mayor a igual mes de 2021. El consumo anual de la categoría Comercial fue 6.4% ma-

yor. El consumo Residencial aumentó 29% i.m. explicado principalmente por factores climáticos y estacionales.

Por otra parte, la demanda fue 6.8% mayor a la de igual mes de 2021 y creció 3.9% anual.

El comportamiento detallado de la demanda y su comparación respecto a 2019, 2020 y 2021 puede consultarse en el Informe de CAMMESA sobre el comportamiento de la demanda del MEM.

El dinamismo anual en la demanda industrial/comercial de energía eléctrica está co-

rrrelacionada con la evolución de la actividad económica e industrial conforme muestran los índices de la sección 1 para el mismo periodo.

- La oferta neta de energía se incrementó 12.5% i.m en mayo de 2022 y fue 7.7% i.a. mayor respecto a igual mes del año anterior. Por otra parte, en los últimos doce meses la oferta neta fue 4.9% superior a igual periodo anterior.

- La generación neta local aumentó 5.8% i.m. en mayo de 2022 y 1.7% i.a. respecto del mismo mes del año anterior.

La generación local en los últimos doce meses tuvo un incremento del 4.5% anual.

En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación Hidráulica y Renovable que aumentaron 11.9% i.a. en ambos casos, mientras que la Térmica y Nuclear disminuyeron 1.7% y 12.1% i.a. respectivamente.

En los últimos doce meses la generación Nuclear, Renovable y Térmica muestran crecimiento positivo con una variación del 26.2%, 27.8% y 5.1% a.a. respecto a igual periodo anterior. Mientras que la generación Hidráulica disminuye 16.2% anualmente.

- La generación a través de energías renovables definidas en la Ley 27.191 muestra un aumento anual en las categorías: Biogas, Biomasa, Eólica y Solar que se incrementaron 42.5%, 30.4%, 28.4% y 52.3% respectivamente. Por otra parte, la generación Hidráulica Renovable disminuyó 15.4% en los últimos doce meses.

El incremento renovable en los últimos doce meses está impulsado principalmente por el aumento en la generación eólica y solar debido a la representación que tienen en el total.

En términos anuales la generación Eólica es la de mayor importancia ya que representa el 74% del total Renovable.

La participación de generación a través de energías Renovables definidas en la Ley 27.191 fue del 12.9% en mayo y del 14% del total generado acumulado en el año 2022. Es preciso mencionar que la energía generada a través de la tecnología Hidráulica Renovable (hidráulicas menores a 50 MW) surge mayormente de proyectos antiguos y podrían ser clasificadas como fuente de energía Hidráulica. Bajo este ordenamiento, la energía renovable ocupa el 12.4% del total generado en los últimos doce meses mientras que la hidráulica representa el 17.1% de la generación neta local.

- Precios y costos de la energía: los datos indican que en mayo de 2022 el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) tuvo un aumento del 8% i.m respecto del mes anterior y creció 46.7% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) aumentó 26.7% i.m. mientras creció 71.8% i.a.

Desde el mes de febrero de 2019 este precio se encontraba en niveles aproximadamente similares.

Sin embargo, a partir de principios 2021 se comenzaron a aplicar los nuevos precios de compra de energía para los Grandes Usuarios y para la demanda de Distribución Residencial y no Residencial que tienen impacto en el precio estacional promedio que paga la demanda (última: Resolución 405/2022, Secretaría de Energía).

La variación en los costos y en el precio que paga



## 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.

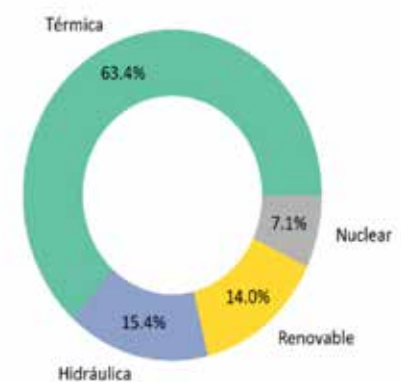
DESDE HACE MÁS DE 20 AÑOS INVERTIMOS, INNOVAMOS Y CRECEMOS EN EL PAÍS.

PAN-ENERGY.COM

Pan American ENERGY

Energía responsable

Composición de la generación eléctrica por fuente - Año 2022



IAE en base a CAMMESA



la demanda se encuentra por encima del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 54.8% i.a.

Esto indica que los costos de generación crecieron por encima de la inflación mayorista en mayo y del precio que paga la demanda. Por otra parte, en mayo de 2022, debido a que el aumento en los precios de la energía que paga la demanda fue menor al aumento inter mensual e inter anual del costo de generación, se redujo el nivel de cobertura respecto a la porción del costo de generación que paga la demanda.

Con estos valores, el precio promedio que paga la demanda alcanzó a cubrir el 35.4% de los costos de generación en mayo, mientras en julio de 2021 se alcanzó la cobertura mínima con 28.5%. En el mismo mes de 2021 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 36% de los costos de generación eléctrica. Esto revela que desde este punto de vista no hubo una modificación significativa en la cobertura del mes de mayo.

Sin embargo, el descalce entre costos, precio y tarifas de la energía eléctrica se ha mantenido por un periodo prolongado mientras los costos crecen 67% anual, el precio promedio que paga la demanda lo hace en solo 30%.

Por otra parte, las Provincias han actualizado los cuadros tarifarios (Valor Agregado de Distribución), al igual que, parcialmente, las concesiones bajo Jurisdicción Nacional.

A su vez, el precio de la energía al que compran las Distribuidoras para consumo residencial y que estaba congelado desde febrero de 2019 aumentó muy por debajo del incremento de costos y la inflación mayorista desde entonces.

Estas particularidades tienen invariablemente consecuencias fiscales a través de subsidios crecientes del Estado Nacional. En paralelo, persiste el fuerte deterioro de los ingresos de Distribuidoras y cooperativas de energía eléctrica a pesar de la recomposición en el Valor Agregado de Distribución.

El descalce entre la evolución del costo y del precio que paga la demanda se inició en febrero de 2019 y se mantiene en la actualidad a pesar del incremento en los precios de la energía a Grandes Usuarios, reducciones estacionales en el costo de generación y el aumento al segmento distribuidor.

Por último, se observa que el precio que pagó la demanda ha cubierto en promedio el 35% de los costos de generación durante los últimos doce meses.

Se trata de más de 480 proyectos de infraestructura

# Impulsan mercados regionales para energías renovables

Se cumplió el plazo para la recepción de proyectos de infraestructura que contribuyan a incorporar Generación Renovable y/o instalaciones de almacenamiento de energía en puntos de la red.

Dichos proyectos de infraestructura, deben orientarse a disminuir y/o eliminar restricciones de abastecimiento y/o reducir el requerimiento de generación y/o importación forzada y/o diferir las necesidades de obras de infraestructura, en el marco de la implementación de la Resolución SE N°330/2022.

Se han recibido alrededor de 480 proyectos de infraestructura a lo largo de las distintas regiones del territorio argentino, que abarcan un amplio abanico de tecnologías como Solar Fotovoltaico, Solar Fotovoltaico combinado con Almacenamiento, Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos, Eólicos, Biomásicos, Biogás, Biogás de Relleno Sanitario, Híbrido de Solar más Eólico, Híbrido de Gas Natural más Hidrógeno, Almacenamiento por Baterías, Térmicos Eficientes, Optimización de Equipamiento de Transporte.

En particular se destacan proyectos de tecnologías ya instaladas en el SADI así como una cantidad significativa de proyectos híbridos y con alternativas de almacenamiento. En relación a la ubicación geográfica, los proyectos están distribuidos en más de 20 provincias a lo largo de todo el país. En la tabla se indican las provincias en las que se presentaron más de 10 proyectos de escala menor a 100 MW.

Adicionalmente, se han recibido MDI por proyectos de módulos mayores a 100 MW. En este caso, fueron un total de 34 proyectos por 8.105 MW. Entre los mismos se destacan principalmente proyectos Eólicos y Solares Fotovoltaicos que muestran el interés del sector en desarrollar proyectos de mayor escala.

CAMMESA se encargará del procesamiento y análisis de las MDI recibidas y las condiciones informadas para su eventual desarrollo, y elevará las conclusiones para la consideración de esta Secretaría. En atención a la eficaz contribución de las MDI al logro de los objetivos de la convocatoria, se evaluarán esquemas de gestión regulatoria como próximos pasos para la

concreción de proyectos.

Los Mercados Eléctricos Regionales son una iniciativa de la Secretaría de Energía, a través de la Subsecretaría de Energía Eléctrica, para impulsar la generación y provisión local a partir de fuentes renovables en cada región del país, fomentando el desarrollo productivo local y la creación de empleo de calidad.

Mediante el reemplazo de la generación contaminante y el desarrollo de proyectos de transporte eléctrico y generación renovable de escala local, se mejora la seguridad y sustentabilidad del abastecimiento de las demandas regionales, reduciendo los costos de la energía y diversificando la matriz energética nacional.



**WS CALFRAC**

**Benefit from our experience**

Do it safely

Do it right!

[www.calfrac.com](http://www.calfrac.com)

+54 11 5776 - 7800



# Energía-Camuzzi: Adjudican obras del gasoducto Trenque Lauquen-América

La Secretaría de Energía de la Nación fue sede del acto de adjudicación de la obra que permitirá vincular mediante un gasoducto de 72 kilómetros de extensión y seis pulgadas de diámetro a Trenque Lauquen con la localidad de América, integrando a esta última al sistema de gas natural por red.

En la oportunidad, la distribuidora Camuzzi anunció la adjudicación del tendido del ducto a la empresa BAHISA con el objetivo de comenzar a abastecer gas natural a la mencionada localidad bonaerense “antes del próximo invierno”.

La compañía distribuidora destacó que “se encuentra trabajando junto a los equipos técnicos de la Secretaría de Energía en la evaluación de diferentes alternativas para mejorar las posibilidades de financiamiento que se requieren para llevar adelante este importante desarrollo que permitirá el crecimiento de la localidad y sus alrededores”. Hasta el momento, tanto América como las localidades aledañas de Carlos

Tejedor, Berutti, Gonzalez Moreno, Tres Algarrobos y Urdampilleta, se abastecen a través de camiones de GNC que cargan gas en una planta en Pehuajó, y lo trasladan hasta las diferentes ciudades para su posterior distribución.

“Esta obra es una muy buena noticia para toda la región, porque la vinculación al gas natural de América permitirá la incorporación de 600 nuevos usuarios en dicha ciudad, y generará a su vez la liberación parcial de más de 1.500 factibilidades (de conexión) en las otras localidades”, indicó la compañía.

El proyecto comprende un gasoducto de 72 km de extensión en cañería de 6” de diámetro, desde Trenque Lauquen hasta América, la incorporación de 2 estaciones reguladoras de presión, y la ejecución de un Ramal que vinculará ambas plantas, de 5 kilómetros de longitud, también en cañería de 6 pulgadas. Esta obra demandará una inversión aproximada de \$ 1.700 MM de pesos.

El acto en la Secretaría de Energía, contó con la parti-



cipación del Presidente de la Cámara de Diputados de la Nación, Sergio Massa, el Ministro de Transporte, Alexis Guerrero, el Secretario de Energía, Darío Martínez, la Subsecretaria de Hidrocarburos Maggie Videla, el Interventor del Ente Nacional Regulador del Gas, Federico Bernal, el Senador Provincial Juan Alberto Martínez y el Presidente y Director de Asuntos Corporativos de Camuzzi Gas, Jaime Barba.

Al respecto, Sergio Massa expresó que “obras de esta naturaleza permiten mejorar-

le sustancialmente la calidad de vida a la gente, dotar de mayor seguridad al servicio público, fomentar la radicación de nuevas industrias y la generación de empleo, y posibilitar un ahorro significativo a la provincia en materia de subsidios al reemplazar el uso de garrafas por el de gas por redes”.

Desde el Enargas se describió que actualmente, la ciudad de América se abastece, al igual que las localidades de Urdampilleta, Gonzalez Moreno, Carlos Tejedor, Tres Algarrobos y Berutti

de la Provincia de Buenos Aires, por medio de trallers de Gas Natural Comprimido (GNC) provenientes de una Planta Compresora situada en Pehuajó, lo que implica un recorrido de 300 kilómetros por viaje y un total de 14 camiones diarios durante el periodo invernal (4.000 viajes y 1.000.000 de km recorridos al año).

“Este sistema limitado por la logística y por la capacidad de compresión de la planta de carga será ahora reemplazado en América por un sistema de red que permitirá una mayor seguridad operativa del suministro, y una significativa reducción de la circulación de camiones cargados con GNC en la vía pública”, se explicó. Camuzzi es la mayor distribuidora de gas natural de la Argentina en términos de volumen, cubriendo el 45 % del territorio nacional en dos regiones contiguas. La compañía abastece a más de 2.000.000 de usuarios de siete provincias del país: Buenos Aires, La Pampa, Neuquén, Chubut, Río Negro, Santa Cruz y Tierra del Fuego.

## 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



Se trata de pozuelos-Pastos Grandes en Salta

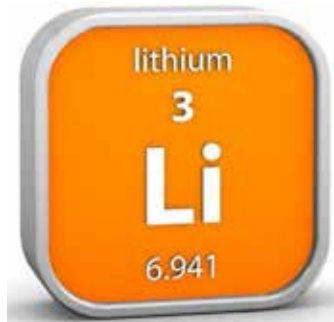
# Lítica Resources traspasa a Ganfeng el proyecto de litio

Lítica Resources (Pluspetrol) anunció el traspaso de su proyecto de litio Pozuelos-Pastos Grandes, en la provincia de Salta, a la compañía de origen chino, Ganfeng.

Este acuerdo permite a Lítica capitalizar la experiencia acumulada en estos años y acceder al capital necesario para acelerar su plan de inversión en exploración, desarrollo, piloto y montaje de plantas en otros salares del portafolio de la compañía en la región, se comunicó. *“Una vez cumplidas ciertas condiciones, entre las que se encuentra la aprobación de organismos regulatorios, Ganfeng incorporará el proyecto Pozuelos-Pastos Grandes a su cartera de negocios”.*

Ambas compañías coordinarán el trabajo necesario para la finalización y puesta en marcha de la planta piloto, se indicó.

De esta manera, Lítica pondrá foco en desarrollo del resto de sus salares y en la construcción de una plan-



ta de más de 25000 TPA de Carbonato de Litio, que permita continuar con su visión de largo plazo de convertirse en un productor relevante de litio en la región.

### Acerca del Proyecto Pozuelos-Pastos Grandes

Ubicado en la provincia de Salta, el proyecto abarca cerca de 24.000 has en los salares de Pozuelos y Pastos Grandes, a ~3700 msnm. El mismo se encuentra en la etapa final de construcción de su planta piloto. Establecida en China en 2000, es uno de los principales actores en el mercado global del litio, con

operaciones verticalmente integradas que abarcan todas las etapas críticas de la cadena de valor (incluyendo tanto la extracción de litio y el procesamiento de compuestos de litio y metales, como la producción y reciclaje de baterías de litio). En Argentina, se encuentra desarrollando los proyectos Caucharí-Olaroz en Jujuy y Mariana en Salta. Desde sus inicios, la compañía ha realizado exploración en sus más de 300.000 hectáreas de salares de alta prospectividad ubicadas en el “Triángulo del Litio”, y ha llevado a cabo la construcción del piloto en Pozuelos Pastos Grandes. La compañía argentina Pluspetrol es la tercera petrolera del país y para ingresar al negocio minero creó en 2017 Lítica Resources. Compró en 2019 los activos locales de litio de la compañía canadiense LSC Lithium Corporation, por casi US\$ 85 millones. La firma LSC operaba desde 2016 proyectos de explotación del mineral en Salta y Jujuy.

## Acuerdo con La Rioja por litio, hidrógeno y renovables



YPF, Y-TEC y la provincia de La Rioja firmaron un Memorando de Entendimiento (MOU) con el objetivo de analizar proyectos comunes para el desarrollo de la cadena de valor del litio y del hidrógeno.

También, junto al Parque Eólico Arauco, se analizarían distintas alternativas para potenciar la generación de energía renovable en la provincia.

Del acto de firma, realizado en las oficinas de YPF en Buenos Aires, participaron el gobernador de La Rioja, Ricardo Quintela, el presidente de YPF, Pablo González, el CEO de la compañía, Pablo Iuliano, el presidente de Y-TEC, Roberto Salvarezza, y el presidente del Parque Eólico Arauco, Ariel Parmigiani.

## ESTAMOS AUMENTANDO 60% NUESTRA OFERTA DE GAS

En Pampa Energía invertimos más de 800 millones de dólares para extraer y producir gas natural para toda la Argentina y este año produciremos un 60% más que en 2020. **Porque hoy más que nunca, tenemos que sacar lo que tenemos adentro.**





**Demanda récord en junio, ascendió por tercer mes consecutivo**

# Aumentó 8,5 % y abarcó a todos los tipos de consumo

Con temperaturas inferiores en comparación con el mismo mes del año 2021, en junio último se registró un ascenso de la demanda interanual de energía eléctrica de 8,5 por ciento alcanzando los 13.073,8 gigavatios hora (GWh), siendo el consumo más importante de la historia, superando a enero de 2022 (13.058,8 GWh) y julio de 2018 (12.603,9 GWh), indicó la Fundación Fundelec.

El incremento de la demanda ocurrió a nivel residencial, industrial, y en las actividades comerciales. De este modo, la demanda eléctrica ascendió por tercer mes consecutivo, luego de la caída de -1,5 % en marzo último.

En junio de 2022, la demanda neta total del Mercado Eléctrico Mayorista fue de 13.073,8 GWh; mientras que en el mismo mes de 2021 había sido de 12.050,6 GWh. Por lo tanto, la comparación interanual evidencia un ascenso de 8,5 por ciento.

En junio, existió un crecimiento intermensual del 11,4 %, respecto de mayo de 2022, mes en el cual alcanzó los 11.730,9 GWh. Se registró una demanda de potencia



máxima de 26.062 MW, el 22 de junio de 2022 a las 20:32, lejos de los 28.231 MW de enero de 2022, récord histórico.

En cuanto a la demanda residencial de junio, representó el 51 % de la demanda total del país, con una suba de 9,5 % respecto al mismo mes del año anterior. En tanto, la demanda comercial subió 5,6 %, siendo un 25% del consumo total.

Y la demanda industrial reflejó un 24 % del consumo total, con un aumento en el mes del orden del 3,3 %.

## Evolución del consumo en los últimos meses

La demanda eléctrica registra en los últimos doce meses (incluido junio de 2022) 1 mes de baja (marzo de 2022, -1,5 %) y 11 meses de suba (julio de 2021, 1,9 %; agosto, 8,7 %; septiembre, 3,3 %; octubre, 4,4 %; noviembre, 4,7 %; diciembre de 2021, 9,9 %; enero de 2022, 9,4 %; febrero, 4,7 %; abril, 3,4 %; mayo, 6,8 %; y junio, 8,5 %). En el año móvil (últimos doce meses) se registra una suba de 5,4 %.

Los registros anteriores muestran que el consumo de julio 2021 llegó a los 12.407,8 GWh; agosto, 10.660,1 GWh; septiembre, 10.371 GWh; octubre, 10.448,1 GWh; noviembre, 10.560,7 GWh; diciembre de 2021, 12.451,7 GWh; enero de 2022, 13.058,8 GWh; febrero, 10.561,2 GWh; marzo, 10.884,5 GWh; abril, 10.149,1 GWh; mayo, 11.730,9 GWh; y en junio de 2022 alcanzó los 13.073,8 GWh.

## Consumo mensual a nivel regional

En cuanto al consumo por provincia, en junio, 26 fueron las provincias y/o empresas que marcaron ascensos: Catamarca y EDEA (15 %), Santiago del Estero (14 %), EDELAP (13 %), Santa Fe y Chaco (11 %), Córdoba, Entre Ríos y Salta (10 %), San Juan y EDEN (9 %), San Luis y Tucumán (8 %), Corrientes, Formosa, EDES, La Pampa y La Rioja (7 %), Mendoza y Neuquén (6 %), Río Negro (5 %), Santa Cruz (3 %), Chubut (1 %). En tanto, 1 provincia presentó descensos en el consumo con respecto al año anterior: Misiones (-12 %).

En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de Capital y GBA, que demandaron 36 % del consumo total del país y tuvieron un ascenso conjunto de la demanda de 11,4 %, los registros de CAMMESA indican que en el área de Edenor se anotó un crecimiento de 11,4 %, mientras que en la atendida por

Edesur la demanda ascendió 11,3 %. El resto del país subió en su consumo 8,1 %.

Asimismo, y observando las temperaturas, el mes de junio de 2022 fue más frío en comparación con junio de 2021. La temperatura media fue de 10,8 °C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue 11,9 °C, y la histórica es de 11,7 °C.

## Datos de generación

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

En junio, la generación hidráulica se ubicó en el orden de los 3.037 GWh contra 1.777 GWh en el mismo período del año anterior, lo que representa una variación positiva del 71 %. Si bien se sigue observando muy bajo caudal en las principales cuencas, como Paraná, Uruguay y Comahue, bastante por debajo de las marcas históricas, también se destaca una mejora en Paraná y Uruguay, respecto a meses anteriores.

En tanto, el consumo de combustibles para la generación térmica anotó una baja cercana al 12 % respecto al mismo mes del año anterior. Con una demanda de gas natural algo menor, la diferencia se ubica en los combustibles alternativos (líquidos), cuyo aporte aumentó 9 %. Así, en mayo siguió liderando ampliamente la generación térmica con un aporte de producción que satisfizo el 50,35 % de los requerimientos.

Por otra parte, las centrales hidroeléctricas aportaron el 20,42 % de la oferta, las nucleares proveyeron el 4,55 %, y las generadoras de fuentes alternativas 9,42 % del total. Por otra parte, la importación de electricidad cubrió el 15,26 % de la demanda.

**energía humana en acción™**



## Vaetrix Dataloggers

**MÁS DE 25 AÑOS DE EXPERIENCIA EN EL MERCADO**



[www.flousa.com.ar](http://www.flousa.com.ar)



Registradores de presión y temperatura  
Apto para pruebas neumáticas/Hidráulicas  
Temperatura ambiente



Exactitud hasta 0.05%  
Fácil operación  
App celular



Alimentación a pilas AA o cable  
Opción bluetooth  
Certificado de calibración





# La ampliación de la ET Granadero Baigorria mejora el servicio eléctrico en el Gran Rosario

El gobernador de Santa Fe, Omar Perotti, el secretario de Energía, Darío Martínez, y el subsecretario de Energía Eléctrica, Federico Basualdo, inauguraron la ampliación de la Estación Transformadora (ET) Granadero Baigorria, una obra fundamental para expandir y consolidar el sistema de transformación y distribución eléctrica en el norte del Gran Rosario. También participaron el diputado nacional Marcos Cleri y el intendente de Granadero Baigorria, Adrián Maglia.

Las obras de ampliación de la ET Granadero Baigorria permitirán mejorar la calidad del servicio e incorporar nuevos usuarios, lo cual contribuirá al desarrollo económico de la región y a una mejor calidad de vida para casi un millón de habitantes de Rosario y el Gran Rosario.

Esta obra de distribución eléctrica fue iniciada en 2015, pero fue paralizada durante el gobierno anterior y se reactivó en 2021 con el impulso de la Subsecretaría de Energía Eléctrica de la Nación, una vez que se superó la emergencia sanitaria.

Entre ambos períodos, la inversión total fue de 282 millones de pesos, con un aporte de 156 millones de la Secretaría de Energía y el resto a cargo de la provincia de Santa Fe.

La ampliación de la ET Granadero Baigorria cuenta con dos transformadores 132/33/13,2 kV de 40 MVA cada uno, con los respectivos campos eléctricos, elementos de maniobra y protección, y el edificio destinado al alojamiento del centro de distribución, las celdas y la sala de comando y control.

La obra también incluyó la construcción de una nueva línea doble terna de 132 kV, con 2,4 kilómetros aéreos y 1 km subterráneo, que vincula la nueva ET con la línea 132 kV de Capitán Bermúdez, también en el Gran Rosario.

El gobernador Perotti destacó que *“agradecemos al Gobierno nacional por esta obra, para brindar un servicio mucho mejor para toda esta región y para Rosario fundamentalmente, en esta entrada a nuestro cordón industrial.”*

*“Es una alegría que muchos se hayan movido detrás de poner en marcha una obra que fue paralizada, con la vocación de la energía puesta al servicio de nuestra gente y de la producción, del trabajo.”*

El secretario de Energía destacó que la obra aporta a *“construir una Argentina más federal, con oportunidades para todos”*.

*“Para que esas oportunidades existan hace falta desarrollo y para eso hace falta energía”*. *“Lo fundamental es poder mejorar la calidad de vida de cada ve-*

*cino y vecina, vivan donde vivan”*. Por su parte, Federico Basualdo agradeció a Marcos Cleri, al intendente Maglia y al gobernador Perotti *“por acompañar este proceso técnico, económico y financiero para reactivar una obra interrumpida durante la gestión de Macri, cuando contaba con 90 % de avance.*

*Esta obra le va a dar capacidad de desarrollo productivo a toda la zona, y también va a permitir llevarle a los vecinos de Baigorria y de las localidades vecinas un servicio eléctrico con confiabilidad y seguridad”*, señaló.

Estuvieron presentes en el acto, además, la vicegobernadora de Santa Fe, Ale-

jandra Rodenas, la ministra de Ambiente y Cambio Climático de la provincia, Erika Gonnet, el senador provincial por Rosario Miguel Rabbia, el presidente de la Empresa Provincial de la Energía (EPE) de Santa Fe, Mauricio Causi, y dirigentes del Sindicato Luz y Fuerza Regional Rosario.

## WENLEN SOCIEDAD ANONIMA

CONTINUAMOS LA EXPANSION...



Nos movemos a las siguientes etapas de servicios aguas abajo del proceso:

Como consecuencia de nuestra vasta experiencia en más de 15,000 fracturas en N.O.C y más de 800 operaciones de FLOW BACK.....

- Well testing
- Sand Mangement
- Instalaciones de producción tempranas

Frente a cualquier necesidad asociada no dude en consultarnos

Bernard Piller [bpiller@wenlen.com](mailto:bpiller@wenlen.com)

waap: +54 9 114196 6684



Por la inseguridad en el abastecimiento recurre al carbón y paga precios cada vez más altos por la energía

# Europa posterga sus metas ambientales

*La disminución de los flujos de gas provenientes de Rusia y el encarecimiento de la energía ubicaron a Europa en un escenario inédito meses atrás. El paquete de sanciones impuestas al gobierno de Moscú para debilitarlo, no hicieron más que fortalecerlo. Las finanzas rusas se incrementaron igual que sus exportaciones de gas y petróleo porque fueron a otros mercados y el rublo mejoró su cotización.*

Por María del Rosario Martínez

Ni el regreso al carbón y a la nuclear serán suficientes para que Europa haga frente a la escasez del gas prevista para el próximo invierno, lo que obliga a la UE a tomar medidas excepcionales de ahorro de energía que no fueron bien recibidas por los mandatarios de España, Grecia, Portugal y Hungría quienes se oponen a implementar un ahorro del 15% en el consumo de energía durante 8 meses.

Estas son las primeras fisuras dentro de la comunidad de los 27 y una de las consecuencias por el aumento de la inseguridad del abastecimiento es la renuncia temporal a los objetivos ambientales. La crisis puso de manifiesto la imposibilidad de lograr la independencia de los combustibles fósiles y la descarbonización del sistema eléctrico y otras metas fijadas por los ministros de Energía y Clima del G7.

Los Jefes de Estado europeos avizoran una crisis energética peor a la que están transitando. Los precios del crudo en Europa aumentaron 48,41% desde el comienzo del año mientras que el costo del gas natural trepó un 98% desde el 3 de enero con el agravante de una posible escasez más acentuada durante el invierno próximo.

Según la AIE el gas adicional que debe ahorrarse en los próximos tres meses es

del orden de los 12.000 millones de metros cúbicos.

Los especialistas calculan el precio del gas, en las próximas semanas, cercano a los 300 euros/MWh a pesar de las restricciones que pidió la CE. Hoy se sitúa por encima de los 166 euros/MWh

*“A pesar de estas medidas de austeridad, no deberíamos sorprendernos si los precios del gas en la bolsa de valores de Amsterdam saltan al rango de 200-250 euros/MWh. Incluso el nivel de 300 euros/MWh es posible”,* explica Manuel Pinto, analista de la consultora XTB.

No obstante, reconoce que el impacto podría ser menor si se produce un invierno más suave de lo normal o si Rusia reanuda el suministro a Alemania con normalidad.

Cuando comenzó el conflicto y empezaba a mermar el flujo de gas, los europeos estimaron que el verano traería un respiro. Sin embargo, el pronóstico empeoró, ya que los flujos de gas siguieron disminuyendo y las cargas de gas natural licuado (GNL) alcanzaron su límite de producción. Con el aumento de las temperaturas, la oferta no es suficiente para satisfacer la demanda.

La incertidumbre que rodea el suministro de gas a Europa está teniendo un impacto directo en los precios de la energía. Pero, si la UE consigue disminuir su consumo de gas ruso en dos tercios hacia finales de este



año, la demanda mundial de gas natural licuado superará la oferta en 26 millones de toneladas, pronostican los expertos.

Según la consultora Rystad Energy el suministro de gas es altamente volátil y presiona para que los precios de la energía en Europa oscilen mucho más que antes de la guerra en Ucrania. Al comienzo de la invasión de Rusia a fines de febrero, los precios se dispararon a un máximo histórico de 530 euros por megavatio-hora (MWh) antes de estabilizarse cerca de 180 euros por MWh.

La reciente incertidumbre en torno a las exportaciones de gas ruso a Europa provocó que el precio de la carga base se recuperara hasta los actuales 278 euros por MWh, más del triple del precio de hace un año.

Mientras tanto, los futuros del carbón de Newcastle, el punto de referencia para la región de mayor consumo de Asia, tocaron levemente los 400 euros por tonelada, lejos aún de pico récord de 430 euros cuando los inversores cancelaron algunas posiciones de largo plazo debido a un posible aumento de los suministros de GNL.

China, el mayor consumidor de carbón del mundo, anunció que podría levantar una prohibición de casi dos años sobre el carbón australiano a medida que disminuyan las tensiones mientras busca reemplazar los envíos

de Rusia.

Aún así, los precios del carbón se mantendrán elevados en medio de una fuerte demanda y persistentes interrupciones del suministro global. Europa ahora está recurriendo al carbón transportado por mar de Sudáfrica e incluso Australia, ya que suspendieron las importaciones de Rusia.

Por su parte India, el segundo importador de carbón más grande del mundo después de China, registró importaciones récord de carbón en junio.

El parate del gasoducto Nord Stream 1, que atraviesa el mar Báltico y llega a Alemania, complica aún más la situación, porque seguirá cerrado, en principio, hasta el próximo fin de semana para su mantenimiento.

En el caso que la interrupción continúe Europa tendrá dificultades para cumplir sus objetivos energéticos. La Unión Europea pretende tener lleno el 80% de su capacidad de almacenamiento para noviembre, pero sin la reapertura del ducto no será probable. Actualmente, las reservas se sitúan en el 62,6%.

*“Las opciones de Europa con respecto al gas, el carbón, la energía nuclear y las energías renovables para llenar el vacío energético son extremadamente limitadas y costosas. Los gobiernos europeos anunciaron una serie de políticas para*

*asegurar una mayor oferta, apoyar a los consumidores y, potencialmente, frenar la demanda en caso de que la crisis continúe. El punto en el que la crisis afectará más profundamente es mirar cada vez más de cerca a medida que nos adentramos en el verano y luego en el otoño, esto es cada vez más una cuestión de ‘cuándo’ y no ‘si’ llega la crisis”,* dijo Vladimir Petrov, director general de análisis de energía de Rystad Energy.

Las sanciones con que la Unión Europea busca contener a Rusia resultaron contraproducentes y hundieron al continente en una crisis energética inesperada.

Viktor Orbán, primer ministro de Hungría, dijo al respecto *“están resultando un disparo de Bruselas contra sus propios pulmones, con el riesgo de destruir la economía europea”* estimó el primer ministro de Hungría, Viktor Orbán.

Sostuvo que los líderes europeos deberían reconsiderar su estrategia, *“tendrán que admitir en el momento de la verdad que hicieron cálculos equivocados en torno a su política de sanciones contra Rusia y sus consecuencias”*.

Orbán, quien es uno de los europeos más críticos de la actual política de la UE sostuvo que *“Europa ya está sufriendo el impacto económico del conflicto y las sanciones antirrusas derivaron en cuatro gobiernos ya caídos en el continente.”* Y sostuvo que la paz es posible pero *“la guerra solo puede resolverse mediante negociaciones ruso-estadounidenses”*

Si bien Hungría pertenece a la OTAN desde 1999, el mandatario cuestionó las sanciones desde que comenzaron a aplicarse. Ahora declaró al país en estado de emergencia energética. Budapest se opuso a algunas cláusulas del sexto paquete de sanciones de la UE contra Rusia, que supondrán un

Todos los accidentes por inhalación de Monóxido de Carbono son evitables

Hacé revisar periódicamente tu instalación y tus artefactos a gas por un gasista matriculado. No obstruyas los conductos y rejillas de ventilación y usá correctamente los artefactos.



naturgy.com.ar



Naturgy  
Transforming together



corte de casi 90% de las importaciones del petróleo ruso para finales de año al tiempo que exigió que se introduzcan exenciones en cuanto el embargo petrolero ya que el país no puede sustituir las importaciones de combustibles. El canciller de Austria, Karl Nehammer, también criticó las sanciones impuestas a Rusia porque considera *“que no deben afectar a quienes las introducen”* Las relaciones dentro de la UE, hasta hace poco muy alineada, comenzaron a tensarse como consecuencia de la crisis energética y económica. Casi a punto de resquebrajarse la organización alcanzó un acuerdo más laxo con los países que no pueden hacer frente a una reducción en el consumo de energía como le había sugerido la AIE (Agencia Internacional de Energía)

El problema que deberá afrontar la UE los próximos meses es el desánimo de los consumidores europeos afectados por la inflación en medio de un invierno en el que podría encontrarse con cortes de suministros de energía.

La intervención del Banco Central Europeo (BCE) para calmar la inflación con subidas de los tipos de interés, será crucial para la recuperación de la confianza de los consumidores. Los gobiernos europeos están trabajando para solucionar el problema del suministro de gas utilizando todos los recursos posibles ante un eventual y temido corte de gas ruso.

**Estimaciones de la AIE**

Fatih Birol, director de Energía de la AIE calificó de *“paso en la dirección adecuada”* el acuerdo de los ministros de Energía europeos para un plan de emergencia con un objetivo de ahorro de gas del 15 %, pero a su juicio este recorte del consumo es insuficiente.

En efecto, sugirió una reducción del 20 % como meta y señaló que haría falta una gran solidaridad en el seno de la Unión Europea (UE).

Birol se mostró además preocupado por las escasas reservas almacenadas hasta ahora en los depósitos de gas, que según dijo se encuentran de media al 60 % de su capacidad.

*“Si queremos vivir un invierno confortable y normal en Europa, nuestros depósitos de gas tienen que estar llenos en un 90 % antes de que empiece el invierno,”* declaró.

En el texto pactado a fines de Julio en Bruselas por los ministros de Energía comunitarios se marca el objetivo general de reducir un 15 % la demanda de gas a nivel europeo, aunque introduce numerosas situaciones a las

que los países interesados se podrán acoger para solicitar derogaciones.

Las devastadoras consecuencias del conflicto entre Rusia y Ucrania postergaron las metas de descarbonización propuestas por occidente. La UE se comprometió a lograr la neutralidad climática para 2050 y reducir las emisiones de GEI al 55% de los niveles de 1990 para 2030, un aumento con respecto a su objetivo anterior de una reducción del 40%.

Para tal fin la Comisión Europea suscribió un paquete de ocho propuestas legislativas que establecen metas más estrictas sobre las ya existentes y cinco nuevas que incorporan medidas



para alcanzar estos objetivos principales, denominados Apto para 55. Además de los esfuerzos para establecer ob-

jetivos más sólidos de reducción de emisiones los estados miembros, se comprometieron a mejorar la eficiencia

energética, revisar impuestos, incentivar las renovables, mejorar la protección del uso de la tierra, la agricultura y la silvicultura, todo esto para alcanzar la neutralidad de carbono, por nombrar solo algunas.

La escasez actual obliga a los gobiernos a desandar el camino de la descarbonización. El problema es la incertidumbre y la escasez de gas. Nadie sabe cuánto tiempo se prolongará el conflicto ni las consecuencias políticas y económicas de una crisis de magnitud que recae en países que aún no se han recuperado totalmente de sus problemas como Grecia y Portugal. Algunos ya temen una posible recesión.

**SOLUCIONES PARA EL FUTURO**

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

Estamos preparados para nuevos desafíos.

**SECCO**  
www.secco.com.ar



## Bélgica y Engie acuerdan prolongar funcionamiento de 2 centrales nucleares

Bélgica y la empresa energética francesa Engie acordaron prolongar hasta 2035 el funcionamiento de dos reactores de las centrales nucleares Doel 4 y Tihange 3, declaró el primer ministro belga, Alexander De Croo.

Buscan llegar a un acuerdo definitivo antes de finales de 2022 para que "el país tenga asegurada la electricidad suficiente en un entorno geopolítico inestable".

El primer ministro declaró este viernes que se trata de prolongar el funcionamiento de los reactores durante diez años y crear una empresa única para ellos, con Bélgica como accionista, y operada por Engie, la empresa más grande de servicios públicos de Francia.

La central nuclear de Tihange, ubicada en la ciudad de Huy, consta de tres reactores y representa aproximadamente una cuarta parte de la producción total de electricidad de Bélgica.

La central es principalmente propiedad de la empresa Engie Electrabel, y su cierre estaba previsto para septiembre de 2025.

La central de Doel está situada en el puerto de Amberes y consta de cuatro reactores, además de generar aproximadamente una cuarta parte de la electricidad del país, Doel 4 también es propiedad de Engie Electrabel en un 89,8%. El cierre del cuarto reactor estaba previsto para julio de 2025.

De Croo anunció que las partes quieren reabrir las estaciones en otoño (boreal) de 2026.

Estiman una inversión de US\$ 4.000 millones

## Italia producirá crudo en Argelia

El gobierno italiano firmó una serie de acuerdos con Argelia. Uno de ellos es la producción de petróleo en una zona cerca de Berkine para producir 1.000 millones de barriles equivalentes.

En este acuerdo participarán varias empresas energéticas y contempla una inversión de 4.000 millones de dólares. Toufik Hakkar, director ejecutivo del productor estatal de petróleo y gas de Argelia, Sonatrach, dijo que las empresas energéticas que harán las inversiones, además de la italiana ENI son la estadounidense Occidental y la francesa TotalEnergies "Argelia es un socio muy importante para Italia, en el sector energético, en el campo industrial y empresarial, en la lucha contra la criminalidad y en la búsqueda de la paz y la estabilidad en el Mediterráneo", dijo Draghi, al señalar que el país norteafricano se ha "convertido en los últimos meses en el mayor proveedor de gas" de su país. Los acuerdos son "fundamentales tanto para



la Unión Europea como para Italia" y "un testimonio de nuestra determinación de lograr aún más en este ámbito", agregó.

Durante una visita a Argel como parte de la cuarta cumbre intergubernamental Italia-Argelia, el primer ministro italiano Mario Draghi y el presidente argelino Abdelmadjid Tebboune firmaron el lunes 15 acuerdos y memorandos de entendimiento en áreas que van desde la energía

hasta el desarrollo sostenible, la justicia y las microempresas. Ante esta incertidumbre, Italia, que antes de la guerra en Ucrania importaba el 40 % de su gas de Rusia, ha trabajado intensamente en la búsqueda de proveedores alternativos, hasta reducir la dependencia al 25 %, y ha firmado acuerdos con países como Argelia, su segundo suministrador, pero también con la República del Congo, Qatar y otros.

## Alemania aprobó volver a operar las eléctricas con carbón



Alemania aprobó una regulación para volver a operar las centrales eléctricas en base a carbón y petróleo que forman parte de la reserva energética, con el fin de ahorrar gas. La regulación, que entra en vigor el 14 de julio, permitirá a dichas plantas regresar al mercado eléctrico de forma temporal hasta finales del próximo invierno, informó el Ministerio de Economía y Protección del Clima en un comunicado.

La medida, posibilitada por la aprobación la semana pasada de la nueva Ley de Centrales Energéticas de Reemplazo, forma parte de un paquete impulsado por el Ministerio para reducir el consumo de gas en el sector de la producción eléctrica.

La reactivación de las centrales de carbón y petróleo permitirá ahorrar entre 5 y 10 teravatios hora de gas natural en Alemania y otros tantos en el resto de Europa.



10 - 12 Agosto, 2022

Espacio DUAM, Neuquén

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

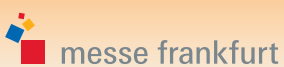
[www.aogpatagonia.com.ar](http://www.aogpatagonia.com.ar)

Organiza



INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Realiza



Horarios: miércoles a viernes de 13 a 20 hs.

La exposición está orientada a empresarios y profesionales del sector. Para acreditarse debe presentar su documento de identidad. Menores de 16 años deben ingresar acompañados de un adulto.

Comercializa y Realiza: Messe Frankfurt Argentina - Tel.: + 54 11 7078 4800 - e-mail: [aog@argentina.messefrankfurt.com](mailto:aog@argentina.messefrankfurt.com)



Europa aumentará las importaciones de GNL de Nigeria



Matthew Baldwin, subdirector del departamento de Energía de la CE, sugirió aumentar las importaciones de GNL procedentes de Nigeria en virtud de la inestabilidad del mercado gasífero y la posibilidad de un corte total de los flujos provenientes de Rusia. La UE compra al país africano el 14% del GNL que consume. Precisamente la UE es el mayor comprador de GNL del mundo. En 2021 compró 80 mil millones de metros cúbicos. Sus principales proveedores son EE.UU con 28%, Qatar 20%, Rusia 20%, Nigeria 14% y Argelia 11%.

El convenio prevé el desarrollo de yacimientos cerca del Golfo Pérsico

# Rusia e Irán firman un acuerdo de cooperación millonario

El acuerdo de cooperación firmado entre los dos Estados alcanza, en principio, los 25.000 millones de dólares. El acuerdo prevé el desarrollo de los campos de gas Kish cerca del Golfo Pérsico y North Pars también cerca de esa zona que demandará por parte de Gazprom una inversión de 10.000 millones de dólares según la agencia persa Tasnim. Con estos proyectos la empresa rusa permitirá aumentar la producción diaria de gas en más de 100 millones de metros cúbicos. Gazprom también se comprometió a cooperar en la puesta en marcha de seis campos de petróleo con una inversión de 15.000 millones de dólares. El intercambio de gas y sus productos, la finalización de proyectos de Gas Natural Licuado, la construcción de gasoductos de exportación de gas y otras cooperaciones científicas y tecnológicas se encuentran entre los aspectos más destacados del memorándum.

Vitaly Markelov, presidente del comité de Gazprom y Mohsen Khojste Mehr, directivo de la petrolera iraní

coincidieron que de esta forma se asegurará la “sostenibilidad energética del mundo”. Ambas naciones tienen reservas por un total de 70 billones de metros cúbicos de gas, lo que supone el 30% de las reservas mundiales

No obstante, Irán es una de las potencias energéticas más importantes del mundo y ha trazado enlaces estratégicos en materia de hidrocarburos.



## Haitham Ghais asume en la OPEP

La OPEP eligió a kuwaití Haitham Thais como próximo secretario general de la organización con efecto a partir del 1 de agosto de 2022, por un periodo de tres años.

Ghais sucederá al nigeriano Mohamed Barkindo, quien ocupa este puesto desde 2016 y cuyo mandato expira el 31 de julio. El mandato delegado a Haitham Thais fue decidido en enero pasado.

Veterano de la Kuwait Petroleum Corporation (KPC) y gobernador de Kuwait ante la OPEP desde 2017 hasta junio de 2021, Ghais, ocupa actualmente el cargo de Director General Adjunto de Márke-



ting Internacional en la KPC, indica la organización.

En AES Argentina creemos en un mundo más sustentable y amigable con el medio ambiente.



Los parques eólicos Vientos Neuquinos y Vientos Bonaerenses, con una capacidad instalada de 200 MW, demuestran nuestro compromiso en liderar la transformación energética a partir de fuentes renovables.

Seguimos trabajando en nuevas innovaciones que nos permitan acelerar un futuro más sostenible para toda la Nación.

**aes** Argentina

**Energía es crecimiento**

Enfrentamos el futuro con la solidez de nuestra trayectoria. Utilizamos tecnología de avanzada y constante innovación para generar la energía que el país necesita.

ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L.

**ExxonMobil**



## Bolivia aumenta un 65 % la venta de GLP el primer semestre



Las ventas de gas licuado de petróleo (GLP) de Bolivia a Brasil, Paraguay y Perú se incrementaron un 65 % en el primer semestre de 2022 respecto al mismo periodo del año anterior, la estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). “El monto facturado entre enero y junio por la comercialización de más de 69.000 Toneladas Métricas (TM) de GLP a los países vecinos supera los 46,9 millones de dólares en ingresos brutos generados por la exportación de este producto”, explicó el presidente de YPFB, Armin Dorgathen, citado en una nota de prensa de la petrolera estatal. El valor supera en 65 % a los 28,4 millones de dólares reportados en el primer semestre de 2021, precisa la nota.

### La exportación de GLP de Bolivia

Por mercados, las ventas de GLP boliviano a Paraguay en el primer semestre del año superaron los 17,9 millones de dólares, a Brasil 15,9 millones y a Perú 13 millones, detalló la empresa estatal.

Según YPFB, el incremento de precios en el mercado internacional fue uno de los factores que contribuyó al aumento de los ingresos logrados.

La petrolera boliviana explicó en su comunicado que vendió en mercados externos el volumen excedente de GLP disponible de acuerdo a las “regulaciones vigentes”.

La firma señaló que el “mandato constitucional” es dar prioridad al abastecimiento interno para luego exportar los excedentes a los mercados externos.

El país, según YPFB, ha alcanzado una autosuficiencia en la provisión local de GLP con la construcción de las plantas de separación de líquidos del gas natural en las regiones de Santa Cruz y Tarija.

El gas natural fue el principal producto de exportación de Bolivia y el mayor sustento de la economía boliviana en las dos últimas décadas, con sus principales mercados en Argentina y Brasil, aunque en los últimos años se ha advertido una disminución en la producción y los ingresos generados por su comercialización.

## Paraguay lidera ranking mundial de generación de energía eléctrica renovable

Paraguay, junto a Costa Rica, lidera el ranking mundial de países que generan energía eléctrica renovable, divulgó la Organización Latinoamericana de Energía (Olade).

Ambos países generan el 100% de energía eléctrica a través de fuentes renovables. Seguidamente, en el ranking, aparecen Islandia y Noruega, que generan el 99% y 98%. La lista continúa con Ecuador con 92%, Uruguay con 85%, El Salvador con 84%, Bra-

sil con 77%, Dinamarca con 81% y Nueva Zelanda con 80%. Estos países representan cerca del 2% de la población mundial y alrededor de un 3% de las emisiones de dióxido de carbono (CO2) relacionadas con la energía.

Paraguay cuenta con tres hidroeléctricas en funcionamiento: dos binacionales, la de Itaipu Binacional, la de Yacyretá, y una bajo administración de la ANDE, la de Acaray. Actualmente está en

ejecución la construcción de una nueva represa en el brazo Aña Cuá, a cargo de la EBY, que permitirá aumentar la generación de energía en un 10%. A nivel del sistema eléctrico nacional, la ANDE está en plena construcción y equipamiento de la subestación Yguazú, que recibirá dos líneas de 500kVA desde Itaipu y permitirá al país disponer de la totalidad de la energía que le corresponde de la represa compartida con Brasil.

La inversión es de US\$ 528,2 MM para exploración

## Bolivia firmará nuevos contratos petroleros

El Gobierno de Bolivia pidió al Parlamento autorización para firmar cinco nuevos contratos de exploración y explotación petroleros en el este y sur del país.

Las concesiones se sitúan en la región oriental de Santa Cruz y las sureñas Chuquisaca y Tarija. “Estos cinco contratos van a permitir una inversión de aproximadamente 582 millones de dólares y generarían, en el caso de ser exitosos, una renta para el estado boliviano de alrededor de 1.700 millones de dólares”, sostuvo el ministro de Hidrocarburos y Energías, Franklin Molina Ortiz. Dos de los contratos se firmarán con la empresa Canacol Energy Colombia SAS, con casa matriz en Canadá e “importantes operaciones en Colombia”, según información difundida por el Ministerio de Hidrocarburos y Energías.

Los otros tres corresponden a la firma Vintage Petroleum Boliviana Ltda., subsidiaria de

la multinacional Occidental Petroleum Corporation (OXY) con sede en Estados Unidos.

Si el trámite de autorización se agiliza en el Parlamento y las tareas de exploración dan resultados positivos, las cinco áreas que operarán estas empresas “podrían entrar en producción” en 2023, indicó Molina Ortiz.

### Las candidatas

Según datos del ministerio, Canacol Energy Colombia SAS ha evaluado las áreas Ovaí y Florida Este en Santa Cruz, mientras que Vintage Petroleum Boliviana Ltda. estará a cargo de las áreas Sayurenda y Yuarenda en Tarija y Carandaití en Chuquisaca, Santa Cruz y Tarija. Estiman que las cinco áreas llegarían a producir unos 3 millones de metros cúbicos diarios de gas natural y unos 5.600 barriles por día.

# AEROTAN S.A.

Fabricación de Tanques de Almacenamiento para la industria Petrolera, Petroquímica, Alimenticia y para Estaciones de Servicio



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



# Las reservas de Ecuador se calculan en 47 años

Las reservas de petróleo de Ecuador alcanzan los 8.300 millones de barriles, las terceras más grandes de Latinoamérica solo por detrás de Venezuela y Brasil, y tomarían unos 47,3 años agotarlas al ritmo actual de explotación de unos 500.000 barriles diarios.

Estas estimaciones corresponden al especialista Juan Argento, que opinó que el actual Gobierno de Ecuador está “en la dirección correcta” de querer aumentar la producción de crudo en un contexto donde Occidente requiere mayor autosuficiencia por la guerra en Ucrania.

## El precio del petróleo

El experto prevé que el precio del crudo, que ahora supera los 100 dólares en el barril de Texas, irá perdiendo valor a partir de 2029, a medida que ganen mayor implantación las energías renovables y, sobre todo, los vehículos eléctricos, en vistas a cumplir las metas climáticas del Acuerdo de París.

Por eso, consideró que Ecuador debe “apurarse” en “monetizar” su petróleo antes de que se quede desaprovechado, y opinó que es viable que duplicar su producción hasta llegar al millón de barriles diarios en los próximos años.

En ese aspecto, el gerente general de la petrolera estatal ecuatoriana Petroecuador, Ítalo Cedeño, afirmó que el país puede tener en su subsuelo más de 50.000 millones de barriles, aunque “generosamente” se calculen unas reservas de 8.000 millones.



Cedeño refrendó el objetivo de incrementar en 100.000 barriles la producción de crudo para 2023 y retrasó a 2026 la meta de llegar al millón de barriles diarios, ya no para la finalización del mandato presidencial del conservador Guillermo Lasso, por lo que consideró que debe convertirse en “una política de Estado”.

Para ello, el máximo responsable de la petrolera estatal destacó los principales proyectos que la compañía tiene previsto ejecutar este mismo año, entre ellos la reapertura de mil pozos que habían sido cerrados en años anteriores. Asimismo, la licitación de una veintena de campos petroleros para compartir de la producción con inversores privados que

cuenten con los recursos y la tecnología para elevar la extracción, entre ellos el campo Sacha, “la joya de la

corona”, según lo denominó Cedeño, que piensa que pueda pasar de 70.000 a 150.000 barriles diarios.

## El gas de Ecuador

Respecto al gas, se registra una baja en la producción que ronda los 25 millones de pies cúbicos al día, procedentes del campo Amistad, en el Bloque 6, situado en el Golfo de Guayaquil, mientras que Colombia y Perú producen más de mil millones de pies cúbicos de gas cada uno al día. El ejecutivo planteó que Amistad puede producir hasta 500 millones de pies cúbicos y que dentro del Bloque 6 puede haber otros campos aún con mayor potencial que darían al país unas reservas de 700 trillones de pies cúbicos. A ello se suma el proyecto para captar y aprovechar el gas asociado de los pozos petroleros de la Amazonía, que hasta ahora se quemaba en los denominados “mecheros”, donde se desaprovechan entre 100 y 200 millones de pies cúbicos por día, que equivalen a 40.000 barriles.

VII SEMANA DE LA **ENERGIA** DICIEMBRE 2022

Visite nuestra **Página Web**

<https://semanadelaenergia.olade.org>

**CASTELLI & ASOCIADOS**  
MARCAS Y PATENTES

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

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



El ITBA anunció el lanzamiento del libro cuyos autores son Juan Rosbaco y Marcelo Crotti

# “La física de los Reservorios de Hidrocarburos”



Juan Rosbaco

Su autor, Juan Rosbaco, Director de la Especialización en Producción de Petróleo y Gas del ITBA, presenta un trabajo en español, idioma donde no abunda este tipo de bibliografía, sobre una de las disciplinas más importantes del campo de Exploración y Producción en la industria de los hidrocarburos.

En el marco del crecimiento del sector, así como de las organizaciones y profesionales inherentes, se presenta el libro “La física de

los Reservorios de Hidrocarburos”, con la autoría del Director de la Especialización en Producción de Petróleo y Gas del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), Ing. Juan Rosbaco, junto con Marcelo Crotti.

El texto tiene por objetivo facilitar el entendimiento de los fenómenos que movilizan los fluidos en el subsuelo terrestre; así como los distintos modelos físicos y sus correspondientes expresiones matemáticas que hacen posible

pronosticar el comportamiento futuro de los recursos. Para más información sobre la publicación: [https://lnkd.in/d/K9juVE?trk=public\\_post\\_share-update\\_update-text](https://lnkd.in/d/K9juVE?trk=public_post_share-update_update-text)

“La idea del libro fue compartir la experiencia y algunos análisis que volcaba en mis clases para intentar que siguiesen vivos luego de mi inevitable retiro” destacó el autor, quien dirige las especializaciones en “Producción de Petróleo y Gas” y “Economía del Petróleo y del Gas

Natural” en el ITBA.

Juan Rosbaco posee una vasta carrera profesional. Es Ingeniero Químico por la Universidad de Buenos Aires (UBA), consultor e instructor independiente en temas de Ingeniería de Reservorios y Evaluación de Proyectos; y docente universitario y director de las carreras de postgrado del rubro petróleo.

Información sobre el ITBA | [www.itba.edu.ar](http://www.itba.edu.ar)

Desde su creación como universidad privada en 1959, el Instituto Tecnológico de Buenos Aires es reconocido por su vocación por la innovación, la tecnología y la excelencia académica.

En el ITBA se dictan las carreras de grado de Licenciatura en Analítica Empresarial y Social, Licenciatura en Gestión de Negocios, de Bioingeniería, y de Ingeniería Electrónica, Industrial, Informática, Mecánica, Naval, en Petróleo y Química.

Por otra parte, tanto las maestrías y especializaciones, combinan temáticas innovadoras con nuevas tecnologías. Las clases teórico - prácticas son dictadas por especialistas destacados utilizando metodologías educativas de vanguardia. Estos programas identifican necesidades, ofrecen nuevas herramientas y actualizan los conocimientos de los profesionales.

La Escuela de Innovación, a través de sus áreas de Educación Ejecutiva, Servicios Corporativos y Programas Internacionales, brinda programas de capacitación con el objetivo de potenciar el desarrollo de habilidades y competencias necesarias para realizar los trabajos del futuro.

Además, la Universidad cuenta con tres carreras de doctorado y centros de investigación con el objetivo de contribuir al desarrollo del país y de la región.

**SUPER LEASING**

**IRON GROUP**

**HASTA 36 MESES**

**CUOTAS EN PESOS**

**TASA FIJA**

Consulte por Planes de Leasing para toda nuestra línea de maquinaria IRON-XCMG

**IRONGROUP**

info@iron-group.com  
IRON-GROUP.COM

☎ 0800 888 IRON (4766)  
☎ 11 6227 2500

