prensa
ENERGÉTICA

Año 22- Número 3 - Julio/Agosto 2025- CABA, Argentina

TODO EL OFF THE RECORD

PYMES EN JAQUE

Las pequeñas y medianas industrias energeticas enfrentan un triple desafío: el fantasma del desempleo, los altos costos de producción e insumos y un entorno fiscal poco atractivo. Reclaman un RIGI a medida.

¿TRANSICIÓN ENERGÉTICA? LA OPEP DICE QUE EL PETRÓLEO SEGUIRÁ DOMINANDO HASTA 2050

SHELL ARGENTINA
Impulsamos Vaca Muerta,
de Argentina al mundo.

Energía que impulsa a la industria

Producimos petróleo, gas, combustibles y lubricantes para la industria y el cliente final. Generamos energía eléctrica a través de fuentes renovables y tradicionales.

DESDE HACE 25 AÑOS, INVERTIMOS, TRABAJAMOS Y CRECEMOS EN EL PAÍS Y LA REGIÓN.

PAN-ENERGY.COM

Pan American ENERGY

BRINGS AUSTRAL S.A.

SERVICIOS PARA LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y EL GAS

Oil and Gas

Somos un Socio en quién confiar

Encargados de contribuir al desarrollo de la industria de O&G brindando servicios especializados para las actividades Onshore y Offshore:

GERENCIAMIENTO DE PROVEEDORES
REPUESTOS – EQUIPOS – MATERIALES

SERVICIOS CON PERSONAL
BÚSQUEDA, SELECCIÓN, ADMINISTRACIÓN Y CAPACITACIÓN PARA PERSONAL MARÍTIMO Y PETROLERO ONSHORE Y OFFSHORE

REPRESENTACIÓN LÍNEA MISSION DE NATIONAL OILWELL VARCO – IMPORTACIÓN CONSUMIBLES Y REPUESTOS NOV

SERVICIOS PORTUARIOS – HUSBANDRY

ASISTENCIA A PERSONAL
COORDINACIÓN CON HOTELES, PASAJES, TRASLADOS, VISAS, PERMISOS DE INGRESO Y DE TRABAJO

AMI Agencia Marítima Internacional

Agregamos valor a la Cadena de Suministro de los clientes, mediante prestaciones de servicios para la industria O&G onshore y offshore, servicios marítimos y portuarios, así como también soluciones de logística comercial e industrial. Enfocados en la excelencia para el desarrollo de nuestros clientes, colaboradores, proveedores y comunidades donde operamos.

OIL & GAS SERVICES

FREIGHT FORWARDING

ALMACENAMIENTO

COMERCIO EXTERIOR

ESTIBA

LOGÍSTICA **PORTUARIA**

AGENCIAMIENTO Y REPRESENTACIÓN **LINER**

AGENCIAMIENTO **TRAMP**

Ulog

Soluciones logísticas integrales

Especialistas en Energía, Minería y Proyectos

Logística para la industria de Energía

- Transporte marítimo, aéreo, terrestre Internacional y nacional.
- Amplia red de agentes alrededor del mundo.
- Servicios a la carga y almacenaje intermedio.
- Control de Cumplimiento de proveedores internacionales y aseguramiento de calidad.
- Servicio puerta a puerta.

Logística para cargas de Proyecto

- Estudio de rutas e Ingenieria de transporte.
- Logística nacional e internacional de carga sobredimensionada.
- Servicios de Trinca, embalaje y consolidación/desconsolidación de la carga.
- Transporte en carretones y tramitación de permisos viales.
- Charter marítimo y aéreo.
- Gestión de seguros a la carga.

Creamos valor a través de la flexibilidad operacional, la seguridad y el desarrollo de proveedores locales.

Nuestras Sucursales

Distribuidas estratégicamente en los puertos y locaciones más importantes de Argentina para poder brindar un servicio personalizado.

1. **SALTA**
2. **SAN LORENZO**
3. **ROSARIO**
4. **CAMPANA**
5. **BUENOS AIRES**
6. **BAHIA BLANCA**
7. **NEUQUEN**
8. **COMODORO RIVADAVIA**
9. **PUNTA QUILLA**
10. **RIO GRANDE**
11. **USHUAIA**

Contáctenos

25 de Mayo 555, Piso 20. (C1002ABK) CABA.
Buenos Aires, Argentina.

Tel: +5411 4310 2400
amionshore@ocean.com.ar
sales@ulog.com.ar

www.bringsaustral.com
www.amisa.com

SUMARIO

08 - NOTA DE TAPA

Clima de preocupación en las Pymes energéticas

Pymes de Añelo reclaman se respete el "compre neuquino"

12 - INTERNACIONALES

De la tensión arancelaria a la oportunidad energética

ADELAT analiza la liberalización de la comercialización minorista de energía en América Latina

18 - TRANSICIÓN ENERGÉTICA

El mundo sueña con renovables, pero la OPEP habla de reinado fósil

24 - MERCADO DE GNL

GNL bajo la lupa: La AIE propone recortar 60% emisiones

26 - ECONOMÍA

Efecto Vaca Muerta: La energía generó más dólares que toda la economía Argentina junta

28 - BIOCOMBUSTIBLES

La meta es no perder el tren que lideran Brasil y Paraguay en la región

34 - VACA MUERTA

Boom energético: sube la producción pero hay alerta por cuellos logísticos

48 - ENFOQUE

La energía que viene: Vaca Muerta, el motor que necesita ruedas

Transición o coexistencia energética

STAFF

EDITOR RESPONSABLE Y DIRECCIÓN PERIODÍSTICA:
Daniel Barneda
danielbarneda@prensa-energetica.com

GERENCIA COMERCIAL:
Gastón Salip
gastonsalip@prensa-energetica.com

DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN:
diegoyankelevich@gmail.com

EDITADO EN BUENOS AIRES, REPÚBLICA ARGENTINA.

MIRALLA 626- PB 4, (CP 1440), TELEFAX: 4644- 4311, 15-5463-8782
REGISTRO DE LA PROPIEDAD INTELECTUAL EN TRÁMITE.

LAS NOTAS FIRMADAS NO NECESARIAMENTE REFLEJAN LA OPINIÓN DEL EDITOR.

PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN PARCIAL O TOTAL (LEY 11.723) –COPYRIGHT PE. PRENSA ENERGÉTICA ES UNA

PUBLICACIÓN DE Synergia

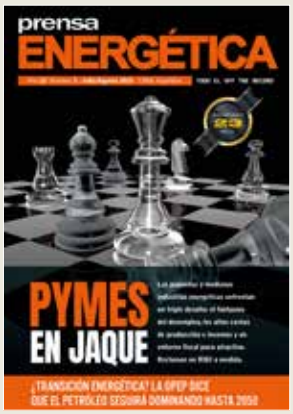
PRENSA ENERGÉTICA EN INTERNET:

REVISTA DIGITAL:
HTTP://ISSUU.COM/GSALIP/DOCS/PRENSA_90

WWW.FACEBOOK.COM/REVISTAPRENSA ENERGETICA

E-MAIL: / WEB
danielbarneda@prensa-energetica.com

WWW.PRENSA-ENERGETICA.COM



- Gestión y provisión de dibujantes proyectistas y profesionales calificados para la industria petroquímica en las siguintes especialidades:

- **Civil**
- **Construcciones**
- **Mecánica**
- **Eléctrica**
- **Instrumentación**
- **Piping y Equipos**

- Diseño integral de proyectos en nuestras oficinas técnicas:

- **Procesos y estimaciones de costos industriales.**
- **Factibilidad de obra e impacto ambiental.**
- **Ingeniería de detalle y constructiva en 2D y 3D.**

- Dirección e inspección técnica de proyectos y obras con vehículos todo terreno.
- Imágenes fotorrealistas y animaciones virtuales de proyectos y procesos industriales.

www.dibutec.com.ar

DIBUTEC®
PROYECTOS Y CONSTRUCCIONES S.A.

Of. Central: California 1644 PB, 4° y 5° piso - 1289, CABA.
Tel: 4302-9292 / 6159 / 3815 / 2783 / 4301-1973

Of. Técnica La Plata: Montevideo 179 Of. 2 y 3 - 1923, Berisso, Bs.As.
Tel: (0221) 4647-807

Of. Técnica Neuquén: Juan Soufal 81 - 8319, Plaza Huincul.
Tel: (0299) 4968-343

Clima de preocupación en las Pymes energéticas

El presidente de Industriales Pymes Argentinos (IPA), Daniel Rosato, alertó por una profundización de la crisis que afecta a las fábricas Pymes, debido a un "estancamiento" de la demanda de las empresas dedicadas a la explotación del sector energético.

Ese escenario encendió las alarmas productivas ante el apagón de uno de los motores de la economía por los que apostó el Gobierno nacional. Además, el Observatorio IPA aseguró que el crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI) de mayo benefició especialmente a las finanzas y postergó a la actividad industrial.

"Las empresas del sector energético, que están instaladas mayormente en Vaca Muerta, empezaron a moderar la demanda de productos que les proveen las fábricas nacionales. Las Pymes del sector recibieron mucho menos pedidos en lo que va de julio e incluso, en algunos casos, directamente debieron paralizar la producción. La economía real, que es la que vivimos a diario los industriales, está sufriendo una crisis más profunda de la imaginada. Recién en unos meses se podrá reflejar en las estadísticas y, llegado ese momento, para algunas fábricas será tarde", afirmó Rosato.

El presidente de IPA reclamó una urgente mirada del Gobierno en las necesidades de mayor competitividad de las fábricas locales para "evitar mayor desempleo y nuevos cierres de unidades productivas".

El termómetro diario de las Pymes está en línea con los datos estadísticos que presentó el informe mensual del Observatorio IPA, en donde se explicó que el crecimiento económico del 5% registrado en mayo pasado estuvo apalancado por la actividad financiera, mientras que la producción fabril y todo el entorno productivo nacional continuó con niveles muy bajos.

"Aunque el EMAE de mayo mostró un crecimiento interanual del 5 %, el avance se sostiene sobre

una base de comparación muy baja, reflejando más un rebote estadístico que una recuperación sólida. Mientras que la actividad financiera fue el motor del crecimiento, la economía real sigue mostrando señales de fragilidad: el consumo interno continúa débil, la industria aún no recupera los niveles del 2023 y las Pymes enfrentan serias dificultades", sostuvo.

El Observatorio IPA, encabezado por el economista Federico Vaccarezza, adelantó que "el segundo semestre podría mostrar una desaceleración del crecimiento, ante la persistente heterogeneidad sectorial, la rigidez del gasto, el ajuste fiscal y la incertidumbre macroeconómica". "La mejora generalizada en las condiciones generales comienza a demorar más de lo previsto, generando dudas sobre la sostenibilidad del repunte y limitando las expectativas de una recuperación con mayor tracción sobre el empleo y la inversión", destacó.

En materia de precios, en junio de 2025, la inflación alcanzó el 1,6 %, consolidándose como un proceso de desinflación. Sin embargo, el informe advirtió que este descenso "responde más a la compresión del consumo y el ancla cambiaria que a una corrección estructural de los precios relativos", y que los precios de los servicios y los regulados continuaron presionando al alza, evidenciando la vulnerabilidad del esquema nominal vigente.

El Observatorio IPA también mostró que el mercado laboral reflejó un escenario menos favorable. En abril de 2025, el empleo registrado volvió a disminuir, con una pérdida interanual de casi 70.000 puestos formales. "A pesar de la mejora en algunos indicadores macroeconómicos, el mercado laboral registró una dinámica regresiva", señaló el informe, que también destacó que "se destruyeron más empleos de los que se crearon, con especial énfasis en sectores como industria, construcción y empleo público".

El consumo masivo también evidenció una debilidad persistente. En mayo de 2025, las ventas en supermercados aumentaron un 6,1 % respecto al mismo mes del año anterior, pero esta cifra fue impulsada por una base de comparación muy baja. Además, en términos mensuales, las ventas retrocedieron un 1,2 %. La demanda interna, según el análisis, "no logró sostener el rebote de la actividad económica" y permaneció lejos de los niveles previos a la recesión.

El tipo de cambio se mantuvo dentro de las bandas establecidas, con una proyección cercana a los $1.290 en julio y que podría llegar a $1.350 hacia fin de año, condicionada a disciplina fiscal y la acumulación de reservas. Sin embargo, el Observatorio IPA destacó que "la estabilidad cambiaria actual es frágil, con alto riesgo de deterioro", ante la incertidumbre política, fallos judiciales adversos y la debilidad en las reservas internacionales.

En el sector manufacturero, en mayo de 2025, la producción industrial creció un 8,5 % interanual, marcando seis meses de rebote, aunque el análisis puntualizó que este fenómeno "se explicó más por el efecto estadístico de una profunda contracción en 2024 que por un cambio estructural". La utilización de la capacidad instalada industrial se ubicó en 58,6 %, solo ligeramente por encima del año anterior y aún por debajo del nivel considerado que indica una recuperación sólida.

Finalmente, en junio de 2025, las exportaciones aumentaron un 10,8 %, mientras que las importaciones se expandieron en un 35,9 %, lo que redujo el superávit comercial a aproximadamente USD 905 millones -casi la mitad del registrado un año atrás-. El análisis precisó que "el patrón que se consolidó fue preocupante: una economía que puede recomponer su demanda interna, pero sin la capacidad de sustituir importaciones ni expandir sus ventas externas".

El Observatorio IPA concluyó que, si bien la economía argentina mostró signos de recuperación, la misma "se sustentó sobre bases frágiles y comparaciones bajas", y advirtió que, sin una estrategia clara, el crecimiento actual corre el riesgo de ser solo un efecto transitorio.■

PYMES DE AÑELO RECLAMAN SE RESPETE LA "LEY DEL COMPRE NEUQUINO"

El titular de la Cámara de Empresas, Industria y Servicios de Añelo (CEISA), Raúl Martín, se refirió a la exclusión de proveedores locales en contrataciones de operadoras petroleras.

La falta de previsibilidad en las inversiones de las operadoras que trabajan en Vaca Muerta encendió luces de alarma en Añelo, epicentro de la actividad no convencional de hidrocarburos en el país.

Desde la Cámara de Empresas, Industria y Servicios de Añelo (CEISA), su presidente, Raúl Martín, manifestó a Mejor Energía su profunda preocupación por el impacto de la retracción en la actividad sobre las pymes locales, y apuntó directamente contra las prácticas de contratación que excluyen a proveedores de la región.

"No podemos competir si ni siquiera nos invitan a cotizar", afirmó Martín, en relación con la tendencia creciente de las operadoras a contratar empresas de otras provincias, muchas veces con convenios ya cerrados y sin procesos transparentes de selección.

"Traen cercos prefabricados desde Comodoro Rivadavia, productos metalmecánicos desde Córdoba o Santa Fe, donde los costos operativos son mucho más bajos, y con condiciones laborales completamente distintas. Contra eso no se puede", agregó.

Martín subrayó que, en Añelo, las empresas enfrentan costos estructurales mucho más altos: "Tenemos galpones dentro del sindicato petrolero, con obreros que, justamente, merecen salarios acordes a la zona donde trabajan y al nivel de

vida que implica vivir acá. Pero competir con industrias instaladas en parques donde hasta la luz está subsidiada es inviable".

Según el dirigente, uno de los problemas más graves es la falta de información clara por parte de las operadoras sobre sus planes de inversión para lo que resta de 2024 y el año 2025. "Sin un proyecto de inversión definido, no podemos construir una oferta productiva tentadora desde lo local. No sabemos qué se va a necesitar ni cuándo, y eso impide que las pymes puedan prepararse para responder", sostuvo.

Esta incertidumbre, asegura Martín, no solo frena la actividad económica, sino que pone en riesgo empleos y genera efectos colaterales en el tejido social de la localidad.

"La salida repentina de empresas foráneas ha dejado a muchos trabajadores sin ocupación. Y esa situación termina generando presión sobre los servicios públicos del municipio: salud, defensa civil, asistencia social. Nos encontramos con una estructura municipal trabajando al límite", señaló.

Martín fue enfático en reclamar el cumplimiento efectivo de la Ley 3338 del Compre Neuquino, que otorga hasta un 9% de preferencia a empresas locales en los procesos de contratación. "Esa ley existe, pero no se cumple. Y muchas veces ni siquiera se puede aplicar, porque la diferencia de costos supera el 20%. No por ineficiencia, sino por desigualdad estructural en las condiciones de competencia", afirmó. ■

Fuente: Artículo publicado por Daniel Barneda en Mejor Energía.

CGC

Somos energía que crece

cgc.energy

company/cgc

De la tensión arancelaria a la oportunidad energética

Un informe de AmCham Argentina advierte sobre las consecuencias para nuestro país de la política económica de Estados Unidos y revela cómo el complejo energético de Vaca Muerta podría convertirse en una pieza central en el nuevo tablero global.

Con el regreso de Donald Trump a la presidencia de Estados Unidos, el comercio global entra en una nueva etapa de turbulencias. La aplicación de un arancel base del 10% a todas las importaciones, junto a recargos de hasta el 50% para ciertos países y sectores estratégicos, marca un giro radical en la política exterior comercial estadounidense.

Según un reciente informe de la Cámara de Comercio de Estados Unidos en Argentina (AmCham), estas medidas ya están reconfigurando los flujos de comercio e inversión a nivel internacional, alterando reglas establecidas por décadas bajo el paraguas de la OMC. Argentina, en este nuevo escenario, se encuentra ante un dilema estratégico: sufrir los impactos o aprovechar las distorsiones para reposicionarse como proveedor energético clave, con Vaca Muerta como principal carta de juego.

VACA MUERTA Y EL NUEVO TABLERO GLOBAL

El shale argentino se presenta como una de las mayores oportunidades de exportación para el país en los próximos años. De hecho, según proyecciones del informe, Vaca Muerta podría multiplicar por siete sus exportaciones, generando hasta USD 36.000 millones anuales, si se consolida como una fuente estable y competitiva de energía para países que ahora enfrentan sobrecostos por los aranceles norteamericanos.

El endurecimiento de las tarifas a México y Canadá, por ejemplo —25% en bienes generales y 10% sobre energía canadiense—, deja espacio para nuevos jugadores energéticos. Con productividad comparable a la del Permian Basin en EE. UU., la cuenca neuquina tiene el potencial de integrarse a cadenas de suministro bajo los conceptos de friendshoring y nearshoring, promovidos por el propio gobierno estadounidense.

ARANCELES, GEOPOLÍTICA Y UNA ECONOMÍA EN REDEFINICIÓN

El impacto de la política arancelaria no se limita al comercio. Según AmCham, también puede derivar en una reconfiguración de las inversiones extranjeras, con un sesgo favorable a países no penalizados con altos aranceles. Así, Argentina podría emerger como proveedor alternativo de energía, alimentos y minerales, siempre y cuando garantice estabilidad macroeconómica, institucionalidad y condiciones propicias para atraer capital productivo.

En paralelo, la fragmentación de los mercados, la presión sobre las tasas de interés y el aumento de la percepción de riesgo generan tensiones adicionales, pero también oportunidades para países con recursos estratégicos y costos relativos competitivos.

El informe destaca que, además del sector energético, la agroindustria, la minería y los servicios basados en conocimiento completan el mapa de sectores con potencial para reposicionar a Argentina. Sin embargo, advierte que sin un entorno regulatorio previsible y competitivo, el país corre el riesgo de quedar al margen de este nuevo orden internacional.

La clave, entonces, pasa por avanzar en cinco frentes: estabilidad macroeconómica, seguridad jurídica, acceso al mercado de capitales, institucionalidad y reducción del riesgo país. ■

Fuente: Artículo publicado por Daniel Barneda en El Economista

3.600 HP. 100% A GAS.

El más potente de Argentina. Punto.

El nuevo sistema GMS de Caterpillar redefine la potencia en fractura hidráulica: 3.600 HP diseñados para bombear altos flujos a gran presión, haciendo el trabajo con menos equipos. Todo con el respaldo directo de Finning Cat: soporte, servicio y experiencia donde lo necesitás.

NUEVO CAT® Gas Mechanical System (GMS)

FINNING.COM

TU MEJOR **EQUIPO**

ADELAT analiza la liberalización de la comercialización minorista de energía en América Latina

La Asociación de Distribuidoras de Energía Eléctrica Latinoamericanas (ADELAT) presentó el informe DSO Brief, que examina los desafíos y oportunidades que plantea la apertura del mercado minorista eléctrico para la región.

La liberalización de los mercados de electricidad minorista implica una importante transformación del sector eléctrico, redefiniendo el rol de los distintos actores involucrados y generando un entorno más complejo y desafiante. En ese marco, el objetivo de este nuevo documento es explorar la situación de las distribuidoras de energía latinoamericanas en este contexto, evaluando los impactos regulatorios, operativos y competitivos de una eventual liberalización. Asimismo, se exploran las experiencias internacionales y las estrategias implementadas para garantizar una transición ordenada.

Las conclusiones principales de este trabajo fueron presentadas en el Webinar homónimo, celebrado el 26 de junio pasado como parte del ciclo Voz Experta Adelat, donde renombrados expertos y referentes intercambiaron su visión sobre este tema tan trascendente para el sector.

En dicho encuentro, el Presidente del Consejo Directivo de ADELAT, Aldo Pessanha, resumió la situación del mercado brasileño. En este sentido, detalló que la figura de "cliente libre" existe en Brasil desde 1995, pero sólo está ligada a grandes consumidores. Pessanha se mostró optimista al proceso de apertura tras la publicación de una medida provisoria que debe ser aprobada por el Congreso, y enfatizó que los detalles de una posible liberalización deben ser debatidos para lograr una apertura equilibrada al mercado.

A continuación, la Presidenta Ejecutiva de ADELAT, Alessandra Amaral, realizó una breve presentación de la Asociación para luego darle la palabra al Director de Conocimiento y Estrategia, Roberto Cajamarca, quien abordó las principales consideraciones del estudio.

Al respecto, Cajamarca subrayó que el principal beneficio de un proceso de este tipo es la reducción de costos para los consumidores, pero resulta necesario asegurar la seguridad del suministro, la eficiencia operativa y la adaptación de la infraestructura. Asimismo desarrolló las condiciones para que sea posible la reducción de los límites de acceso al libre mercado, como la diversidad de comercializadores, la disponibilidad de energía en el mercado mayorista, la existencia de sistemas de información interoperables y una regulación y supervisión robustas.

Luego tomó la palabra Katia Rocha, analista de Políticas Públicas en Instituto de Investigación Económica Aplicada (Ipea), vinculado al Gobierno de Brasil. Rocha analizó el contexto brasileño y los tres pilares de la medida provisoria anticipada por Pessanha: la apertura del mercado para clientes residenciales y pequeños comercios; la nueva estructura tarifaria para la población de baja renta y la racionalización y

redistribución de subsidios.

Posteriormente, Juan Pablo Marzocca, socio de GME y Utility Business Modeling Leader, explicó detalladamente la situación de Argentina y el efecto de la aprobación de la Ley Bases de 2024

sobre la posibilidad de liberalizar el comercio minorista de energía y descentralizar el mercado. Marzocca destacó que hay un claro interés del Gobierno en avanzar hacia un esquema de comercialización libre, pero aseguró que si bien las revisiones tarifarias están en marcha es necesario adecuar la estructura tarifaria para desagregar los costos de distribución y comercialización.

Seguidamente, Emili Rousaud Parés, fundador & CEO Grupo Factor Energía, desarrolló un análisis de la experiencia española respecto a la liberalización. Al respecto, aseguró que fue un proceso de apertura gradual que demostró que la competencia es el mejor mecanismo para optimizar las condiciones de precio y servicio. Asimismo destacó la importancia de educar al consumidor y de incorporar medidores inteligentes para lograr buenos resultados.

Luego Sebastián Novoa, presidente de la Asociación Iberoamericana de Comercializadores de Energía (AICE) y vicepresidente de la Asociación Chilena de Comercializadores de Energía (ACEN) ofreció su punto de vista sobre la situación de diversos países de la región, como Brasil y Argentina, y profundizó en el caso chileno.

Por último, Fernando Barrera Rey, fundador & CEO de Barrera Rey, experto en regulación y competencia de los mercados de energía, explicó el caso colombiano, cuyo mercado mayorista fue liberado hace más de treinta años pero aún no hicieron lo propio con la comercialización minorista. En este sentido, ponderó el modelo español y opinó que es hora de empezar a bajar las barreras a la libre comercialización.

La liberalización del comercio minorista es un tema que será relevante para el futuro del sector eléctrico en America Latina. Confiamos en que este intercambio ha contribuido a generar conocimiento y entender los diferentes escenarios, retos, oportunidades y condiciones necesarias para avanzar con este tipo de procesos en cada país de la región. ■

MINERÍA EN TIEMPOS DE INCERTIDUMBRE:
EL IMPACTO DEL DÓLAR, LA INFLACIÓN Y LA GEOPOLÍTICA

En un nuevo ciclo de charlas organizado por CAEM, especialistas analizaron cómo el escenario macroeconómico argentino y las tensiones globales están reconfigurando las oportunidades y amenazas para el sector minero. Inflación, tipo de cambio y geopolítica, en el centro del debate.

En una nueva edición de su ciclo de encuentros sectoriales, la Cámara Argentina de Empresarios Mineros (CAEM) convocó en un webinar a empresarios, analistas y referentes del sector para debatir sobre el contexto económico nacional e internacional y cómo este incide en la actividad minera.

El evento contó con la exposición del economista Lorenzo Sigaut Gravina, director de la consultora Equilibra, quien presentó un análisis detallado del panorama macroeconómico argentino y los factores globales que inciden sobre la minería, como la tensión comercial entre Estados Unidos y China.

"La inflación finalmente perforó el 2% en mayo, marcando 1,5%, un dato alentador, aunque aún frágil. Su sostenibilidad hacia adelante dependerá de múltiples factores, incluido el tipo de cambio y el ajuste fiscal", explicó Gravina.

El economista destacó que, si bien el salario privado formal muestra una leve recuperación en términos reales, el sector público y los jubilados enfrentan una pérdida de poder adquisitivo cercana al 20% respecto al primer semestre de 2023. En cuanto al empleo, alertó sobre la caída en el trabajo asalariado formal y el crecimiento de ocupaciones informales.

"El consumo masivo continúa estancado, sin señales claras de repunte, mientras que los bienes durables e importados crecen, impulsados por la apreciación cambiaria y el regreso del crédito bancario", señaló.

Gravina también abordó el impacto de la coyuntura global, particularmente la rivalidad entre Estados Unidos y China, y cómo esto modifica los flujos comerciales y las decisiones de inversión en sectores estratégicos como la minería.

Asimismo, remarcó que la minería y la energía son hoy los motores del PBI nacional, con un crecimiento sostenido incluso en contextos de estancamiento o caída de la economía en general.

Uno de los puntos más sensibles abordados fue la crisis de infraestructura tras varios años de baja inversión pública, que comienza a afectar a sectores como la minería, particularmente en términos logísticos.

También se analizó el riesgo de apreciación cambiaria, con un tipo de cambio real que hoy está lejos de los valores de equilibrio estimados por el FMI. Esto, sumado a un déficit creciente en la cuenta corriente, plantea desafíos para la acumulación de reservas y el sostenimiento del superávit fiscal.

"Incluso con exportaciones récord en energía y minería, Argentina necesitará cerca de 115 mil millones de dólares hacia 2030 para cubrir vencimientos, financiar importaciones y sostener su crecimiento", concluyó Gravina.

Fuente: Artículo publicado por Daniel Barneda en Mejor Energía.

“TUS SOCIOS ESTRATÉGICOS BRINDANDO UNA SOLUCIÓN INTEGRAL EN LOS PROCESOS DE COMERECIO EXTERIOR”

EMPRESAS DE SERVICIOS

TJK

DESPACHANTE DE ADUANA

- IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN
- FLETE LOCAL
- SOLUCIONES LLAVE EN MANO

EMPRESAS DE SERVICIOS TJK

+54 11 4342 3871 - Defensa 441 - PB Of D - (C1065AAG) Buenos Aires Argentina

WWW.EMPRESASDESERVICIOSTJK.COM

El mundo sueña con renovables, pero la OPEP habla de reinado fósil

En plena era del cambio climático, la OPEP reafirma que petróleo y gas seguirán dominando la matriz energética global por tres décadas, desafiando la urgencia de una transición rápida hacia energías limpias.

Para sostener este crecimiento, el organismo calcula que se requerirán inversiones acumuladas por 18,2 billones de dólares entre 2025 y 2050, principalmente en el usptream.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) presentó su informe World Oil Outlook 2025, donde anticipa un crecimiento sostenido en la demanda global de petróleo hasta 2050, a pesar de los compromisos internacionales para combatir el cambio climático.

El documento resalta además la necesidad urgente de grandes inversiones para mantener el suministro energético mundial, con especial énfasis en el rol clave que jugarán Argentina y Brasil en América Latina.

Durante la 19ª edición del informe, presentada en el marco del 9º Seminario Internacional de la OPEP en Viena, el secretario general Haitham Al Ghais advirtió que "el mundo va a necesitar más energía en las próximas décadas" y que "será necesario aprovechar todas las fuentes de energía de manera segura y estable".

El análisis prevé que la demanda mundial de crudo crecerá hasta alcanzar los 123 millones de barriles diarios (mbd) para 2050, frente a los 103,7 mbd actuales, sin cambios de un pico en el consumo. Este incremento estará impulsado principalmente por India, el sudeste asiático, África y Medio Oriente, regiones que representarán más del 90% de la nueva demanda hasta 2030.

El informe señala que, para 2050, los combustibles fósiles seguirán siendo la base del abastecimiento energético mundial, con el petróleo manteniendo un peso cercano al 30% y el gas suman-

do para que ambos representen más del 50% del total. Las energías renovables crecerán, pero alcanzarán solo el 13,5% del mix energético, reflejando una complementariedad más que una sustitución total.

"El consumo global de leña, petróleo, carbón y gas es mayor que nunca", sostuvo Al Ghais, subrayando la complejidad de la transición energética.

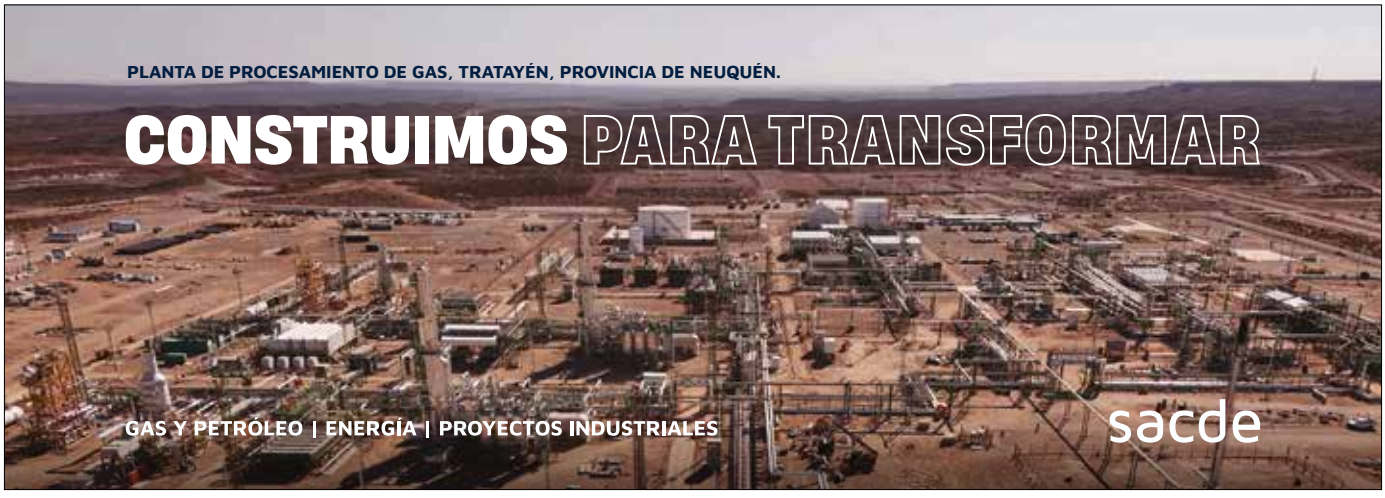
Según el informe, los sectores que más demandarán petróleo seguirán siendo el transporte, la industria petroquímica y la aviación. En 2024, el transporte concentró más del 57% del consumo mundial de crudo, y se espera que esta proporción se mantenga estable hasta 2050. Dentro de este segmento, el transporte automotor tendrá el mayor aumento, con un crecimiento estimado de 5,3 mbd, seguido por la aviación, que sumará 4,2 mbd adicionales.

En América Latina, Brasil y Argentina emergen como actores estratégicos para el desarrollo energético. La OPEP señala que, aunque Argentina enfrenta desafíos fiscales importantes, las políticas actuales podrían acelerar su recuperación económica y energética. Brasil, por su parte, se destaca no solo por su producción y refinación, sino también por liderar la transición energética regional, con casi un 90% de su electricidad generada por fuentes renovables.

La OPEP advierte que la capacidad de refinación mundial necesitará ampliarse considerablemente, con 5,8 mbd adicionales entre 2024 y 2030, concentrados en Asia-Pacífico, África y Medio Oriente. Sin embargo, esta expansión será insuficiente para cubrir la demanda creciente, lo que podría generar déficits y tensiones en el mercado.

El comercio mundial de petróleo crecerá casi un 25% para 2050, impulsado por la demanda en Asia-Pacífico, pasando de 55 mbd en 2024 a 67,5 mbd en 2050.

Para sostener este crecimiento, la OPEP calcula que se requerirán inversiones acumuladas por 18,2 billones de dólares entre 2025 y 2050, principalmente en la exploración y producción (upstream). El secretario general Al Ghais advirtió que si no se concretan estas inversiones, la estabilidad del mercado y la seguridad energética global podrían verse comprometidas. ■



“El crecimiento hidrocarburífero no será en línea recta”, advierte Aleph Energy

Si bien Vaca Muerta mantiene su impulso, el informe evidencia señales de estancamiento en la inversión, en un contexto de incertidumbre económica y precios internacionales a la baja.

A mitad de 2025, la industria hidrocarburífera argentina enfrenta una etapa marcada por avances dispares, influenciada por factores internos y externos.

Según el director de la consultora Aleph Energy, Daniel Dreizzen, el crecimiento del sector no responde a una línea recta, sino a una dinámica “de zigzags”, condicionada por la coyuntura económica local, la evolución de los precios internacionales y la tensión electoral que caracteriza al año en curso.

Mientras Vaca Muerta sigue mostrando su potencial productivo, los datos recientes reflejan una desaceleración en la inversión. La producción total de petróleo se mantiene estable en torno a los 750 mil barriles por día desde comienzos de año. El empuje del shale apenas logra compensar la declinación de los yacimientos convencionales.

Un dato clave es la cantidad de fracturas hidráulicas: si bien el promedio mensual actual ronda las 2.100 —por encima de las 1.500 del año pasado— en junio se registró una baja del 24% respecto al pico de mayo, cayendo de 2.588 a 1.968 fracturas.

En paralelo, la actividad de perforación también retrocede: en junio operaron 42 equipos, un 15% menos que hace un año.

En el plano internacional, el mercado tampoco ofrece alivio. Con la distensión del conflicto bélico entre Israel e Irán, los precios del crudo retrocedieron a niveles cercanos a los 60 dólares por barril, lo que representa una caída del 15% interanual.

Este descenso se traslada a los precios locales —atados al export parity— afectando ingresos y márgenes. Aleph Energy revisó a la baja su proyección de superávit energético para 2025, que pasó de 7.000 a 5.289 millones de dólares.

A esto se suma la suba de costos en dólares dentro del país, que deteriora aún más la rentabilidad, sobre todo para las empresas que operan en el segmento convencional.

Sin embargo, Dreizzen subraya que hay elementos que permiten sostener expectativas de mediano plazo. Entre ellos, destaca el acuerdo para incorporar el buque Golar LNG Hili para licuar gas en el país, el inicio del proyecto Fénix en la cuenca Austral, la ampliación del gasoducto Perito Moreno y la construcción del oleoducto Vaca Muerta Oil Sur (VMOS), destinado a incrementar la capacidad de exportación de crudo. ■

Protagonistas del desarrollo energético argentino

Brindamos servicios en toda la cadena de valor del gas natural, integrando la producción con los centros de consumo.

Operamos y Mantenemos el Gasoducto Presidente Néstor Kirchner

Ampliamos la capacidad de acondicionamiento de Planta Tratayén

Extendimos el Gasoducto Vaca Muerta Norte

Costos en alza y márgenes en baja: el nuevo desafío para el Oil & Gas convencional

El incremento en los costos de extracción de hidrocarburos comprime los márgenes de los productores, con mayor impacto en convencionales.

El incremento en lifting costs registrado en 2024 reduce los márgenes de rentabilidad de los productores de hidrocarburos convencionales. En 2024 la calificadora Moody´s Argentina evidencia mayores costos de extracción y de perforación y menores márgenes de rentabilidad en las empresas del sector. Este contexto afecta fuertemente a las productoras de hidrocarburos convencionales que vieron incrementar sus costos operativos entre un 30%-40% interanual.

"En 2025 esperamos márgenes de rentabilidad en el convencional igual o por debajo de 2024 producto de los importantes desafíos para reducir costos, la apreciación cambiaria y la caída en el precio del crudo registrada en los últimos meses. La producción de petróleo proveniente de cuencas maduras declinó aproximadamente un 5% en 2024 y acumula otro 4% de caída entre diciembre 2024 y mayo 2025.", aseguran.

Menores costos de extracción y elevado nivel de inversiones mantienen márgenes altos y crecimiento en las ventas de productores en Vaca Muerta.

Por el contrario, la elevada productividad de los pozos no convencionales (shale) mitiga en gran medida el incremento en los costos de extracción y mantiene márgenes de rentabilidad más elevados. En 2024, la producción no convencional en Vaca Muerta registró un fuerte incremento en torno a 28% interanual.

Hacia adelante, las compañías continuarán enfrentando desafíos operativos para mantener altas tasas de crecimiento en volumen, derivado de la fuerte tasa de declino propio del shale, aunque favorecidos por la liberación de los cuellos de botella producto de la finalización de los proyectos de infraestructura claves habilitados en los últimos meses. Si bien esperamos que la elevada volatilidad en el precio del crudo impacte negativamente en las decisiones de inversión de los

productores, aún estimamos altos niveles de CAPEX en Vaca Muerta que será financiado a través de generación de flujo de fondos propia e incremento en el nivel de endeudamiento.

RENTABILIDAD MÁS ACOTADA, CON MAYOR IMPACTO EN EL CONVENCIONAL

En este contexto de mayores costos en dólares respecto de lo registrado históricamente, sumado a la volatilidad de los precios de los commodities, en nuestro escenario base esperamos que en 2025 los márgenes de rentabilidad en el segmento convencional se mantengan igual o por debajo de lo registrado en 2024. De no producirse importantes eficiencias en la estructura de costos que permitan retornar a niveles históricos en dólares, la caída en el precio del crudo registrado en 2025 continuará reduciendo los márgenes de las compañías, principalmente de hidrocarburos convencionales. En 2025 se registró una fuerte baja en el precio internacional del crudo y el promedio a junio de 2025 se ubica entre un 11%-13% por debajo de los precios promedio registrados en 2024 y 2023.

En 2024 las empresas productoras de hidrocarburos convencionales calificadas por Moody's Local presentaron un incremento en los lifting costs en torno a 30%-40% interanual, explicado en parte por la evolución de la inflación por encima de la tasa de devaluación. Entre los gastos con mayor incremento se encuentran los rubros de transporte, sueldos, servicios contratados, energía y materiales. Asimismo, los costos de perforación para el sector en general aumentaron en torno a un 30%-50% respecto de 2022-2023.

A pesar de registrarse precios de ventas un 8%-10% por encima a lo realizado en 2023, los márgenes en términos de EBITDA de las compañías disminuyeron hasta niveles de 30% (desde más de 40% en 2023) para la producción convencional mientras que en el caso de las productoras de shale se redujeron a niveles promedio de 45% (desde 50% en 2023)1.

ELEVADAS NECESIDADES DE CAPEX

En 2025 esperamos un menor nivel de inversiones en áreas convencionales, producto de la caída en el precio del crudo y de menor generación de flujo de caja operativo destinado a CAPEX, resultando en un mayor declino en los niveles de producción. Los precios de equilibrio de las áreas convencionales están en torno a USD 55-75 por barril, dado el amplio rango de lifting costs de las áreas maduras que oscilan desde USD 25 por barril hasta USD 50 por barril en las áreas con menor productividad. La producción de petróleo proveniente de cuencas maduras declinó aproximadamente un 5% en 2024 y acumula otro 4% de caída entre diciembre 2024 y mayo 2025.

Al presentar precios de equilibrio más bajos, en torno a USD 40-45 por barril, esperamos que el nivel de CAPEX de las productoras de Vaca Muerta se mantenga elevado y el flujo de caja libre en niveles negativos. El incremento esperado en la producción y las ventas se ve favorecido por la finalización de obras importantes para el sector, tales como el Proyecto Duplicar de Oldelval, la Terminal de Oiltanking y el oleoducto Vaca Muerta Norte, que permitieron incrementar el transporte de crudo desde la Cuenca Neuquina hasta 540 mil barriles por día (desde 220 mil en 2023) y liberar los cuellos de botella que restringía el nivel de actividad de las productoras. Para sostener el nivel de inversiones, esperamos que las compañías enfocadas en Vaca Muerta continúen accediendo al mercado de capitales local e internacional a tasas competitivas en el segundo semestre de 2025.

GNL BAJO LA LUPA: LA AIE PROPONE RECORTAR 60% DE EMISIONES

Un nuevo informe de la Agencia Internacional de la Energía analiza toda la cadena de suministro del gas natural licuado y plantea medidas concretas para reducir su huella de carbono.

La cadena global del gas natural licuado (GNL) podría reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en más de un 60 % con tecnologías disponibles hoy, según un nuevo informe de la Agencia Internacional de la Energía (AIE).

El documento, titulado "Evaluación de las emisiones del suministro de GNL y las opciones de reducción", ofrece una estimación exhaustiva de las emisiones en cada eslabón del proceso: desde la producción y procesamiento del gas, hasta su transporte por gasoductos, licuefacción, envío marítimo y regasificación.

El estudio señala que el suministro mundial de GNL genera anualmente unas 350 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente.

El 70 % de estas emisiones se deben al venteo de COâ,,, mientras que el 30 % corresponde a metano liberado sin combustión. En cuanto a intensidad, el GNL emitió en promedio menos de 20 gramos de COâ,, en 2024, cifra superior a los 12 gramos del suministro general de gas natural, pero aún significativamente inferior al carbón.

El informe subraya que comparar al GNL únicamente con el carbón - el combustible fósil con mayor intensidad de carbono- es un estándar demasiado bajo si se busca defenderlo como una opción ambientalmente responsable.

Aunque en promedio el GNL produce un 25 % menos de emisiones que el carbón, la AIE insta a buscar mejoras más ambiciosas dentro de la propia cadena del GNL.

Entre las medidas destacadas, el informe señala que reducir las fugas de metano permitiría recortar 90 Mt de COâ,, equivalente por año, es decir, un 25 % del total de emisiones del GNL. La mitad de esta reducción podría alcanzarse sin coste neto, simplemente mejo-

rando controles y operaciones.

Además, se podrían reducir 5 Mt adicionales mediante la eliminación de la quema en antorcha en yacimientos e instalaciones que alimentan las plantas de licuefacción.

Otras estrategias viables incluyen incrementar la eficiencia energética de los procesos, e implementar captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) para manejar el COâ,, natural presente en el gas.

Una de las transformaciones más relevantes sería la electrificación de las plantas y terminales utilizando energía de bajas emisiones. Esta medida, aunque con costos iniciales elevados, permitiría reducir hasta 110 Mt de COâ,, al año.

El informe fue presentado por Keisuke Sadamori, director de

Mercados y Seguridad Energética de la AIE, durante la Conferencia de Productores y Consumidores de GNL 2025, que se celebra en Japón.

El evento, organizado con el Ministerio de Economía, Comercio e Industria japonés, reúne a líderes del sector para debatir el futuro del gas natural licuado en el contexto de la transición energética global.

La AIE insiste en que los mercados de GNL seguirán jugando un rol clave en la seguridad energética mundial. Sin embargo, recalca que su sostenibilidad depende de avanzar rápidamente hacia una cadena de suministro más limpia, eficiente y transparente. ■

Soluciones en andamios y aislación térmica

Fabricación, provisión y montaje

Florida 274, 2º piso, CABA • 011 4326-0062 • +54911 3510-0422
Ex Ruta 7, Km 70, Luján • 02323 42-0422 • **www.incaaislaciones.com.ar**

inca

EFECTO VACA MUERTA:
LA ENERGÍA GENERÓ MÁS DÓLARES QUE TODA LA ECONOMÍA ARGENTINA JUNTA

El saldo comercial del sector energético superó en el primer semestre al superávit total del país. Las exportaciones crecieron 15% y las importaciones cayeron 25%.

En un escenario de enfriamiento general del comercio exterior argentino, el sector energético volvió a destacarse como el gran salvavidas de la balanza comercial del país. Según el último informe del INDEC, el superávit energético alcanzó los I$S 3.167 millones de dólares entre enero y junio, superando incluso al saldo positivo del comercio total, que fue de U$S 2.788 millones.

Este fenómeno, impulsado por el dinamismo exportador de Vaca Muerta, evidencia el creciente protagonismo del sector en el frente externo. De hecho, sin el aporte energético, la Argentina habría registrado un déficit comercial en junio.

En los primeros seis meses del año, las exportaciones energéticas totalizaron U$S 4.630 millones, un aumento interanual del 15,2%. El petróleo crudo fue el motor principal, con ventas por 3.177 millones (+25%). Otros aportes vinieron del gas natural (U$S 364 millones, aunque cayó 10%), naftas (U$S 245 millones) y butanos licuados (U$S 168 millones).

Por el lado de las importaciones, la caída fue notoria: pasaron de U$S 1.952 millones en 2024 a U$S 1.463 millones este año (-25%). Esto se explica en buena parte por el desplome del 95% en las compras externas de gas natural en estado gaseoso, producto de la mayor producción local y la menor dependencia del gas boliviano.

En cuanto al desempeño mensual, junio marcó el mejor resultado comercial del año, con un saldo positivo de 906 millones de dólares. De ese total, 739 millones provinieron exclusivamente del sector energético, que registró un aumento del 74% en exportaciones y una caída del 58% en importaciones.

Según el detalle del INDEC, los principales destinos de los productos energéticos argentinos fueron Estados Unidos (1.596 millones, +52%), Chile (1.492 millones, +12%) y China (117 millones, +225%). India también mostró un fuerte crecimiento (+834%), aunque desde un nivel mucho menor.

Este buen desempeño se vio favorecido por obras clave como la ampliación del sistema de Oleoductos del Valle (Oldelval) y la terminal logística Otamérica, que facilitaron una mayor evacuación de crudo desde la Cuenca Neuquina.

LA ENERGÍA COMO PILAR ESTRATÉGICO

El saldo acumulado de la balanza energética fue superior al superávit total de la economía argentina, lo que refleja un nivel de dependencia creciente del sector. El resto de los sectores no logró compensar la caída de la actividad general: el superávit total fue un 77% menor al registrado en el mismo período de 2024 (cuando fue de U$S 10.695 millones).

Mientras tanto, otros sectores como las manufacturas de origen agropecuario cayeron un 0,1% y los productos primarios apenas crecieron un 2,6%, afectados por la caída de precios internacionales. ■

Tierra del Fuego renueva apuesta al offshore con U$S 530 millones

La Legislatura fueguina aprobó la prórroga de la concesión offshore CMA1, lo que garantiza la continuidad operativa hasta 2045 y una millonaria inversión en una cuenca clave para el abastecimiento energético nacional.

Con un respaldo legislativo clave, Total Austral y sus socios Wintershall Dea y Pan American Energy aseguraron la continuidad operativa de la Cuenca Marina Austral 1 (CMA1), uno de los principales activos offshore de gas del país. El acuerdo, ratificado este martes por la Legislatura de Tierra del Fuego, compromete inversiones por USD 530 millones hasta 2041, con un fuerte impacto en producción, empleo y recaudación provincial.

El nuevo marco permitirá extender la concesión de los bloques "Hidra", "Cañadón Alfa-Ara", "Antares", "Kaus" y "Vega Pléyade" hasta 2041, y el de "Argo" hasta 2045. Estas áreas representan cerca del 18% de la producción total de gas de la Argentina, consolidando a la Cuenca Austral como la segunda más importante del país, detrás de Vaca Muerta.

Desde la entrada en operación de la plataforma Fénix, que demandó una inversión de USD 700 millones, el consorcio ha reforzado su liderazgo en el segmento gasífero. TotalEnergies ya es la principal productora de gas del país, con una participación superior al 25%, incluso por encima de YPF, gracias también al aporte de su operación no convencional en Aguada Pichana Este.

INCENTIVOS, BONOS Y COMPROMISO SOCIAL

El acuerdo incluye un bono de prórroga de USD 5,1 millones y un bono de compensación por USD 35 millones por la suspensión temporal de Vega Pléyade. Además, se destinarán USD 4,5 millones a proyectos de educación, salud y seguridad en la provincia, y se garantizará conexión satelital a internet para 150 escuelas durante dos años.

Antes de fin de mes, también ingresarán a las arcas provinciales USD 18 millones (aproximadamente $22.000 millones), sujetos al aval legislativo que ya fue obtenido. ■

Confederación de Entidades del Comercio de Hidrocarburos y Afines de la República Argentina

CECHA
Confederación de Entidades del Comercio de Hidrocarburos y Afines de la República Argentina

A.M.E.N.A. Asociación Mendocina de Expendedores de Nafta y Afines de Mendoza.
C.A.PE.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
F.E.C.R.A: Federación de Empresarios de Combustibles de la República Argentina
C.E.P.A.S.E. Cámara de Expendedores de Subproductos del Petróleo y Anexos de Santiago del Estero
C.E.S.A.N.E. Cámara de Estaciones de Servicio y Afines del Nordeste.
C.E.S.COR Cámara de Estaciones de Servicio de Corrientes
C.E.S.E.C.A. Cámara de Estaciones de Servicio Expendedores de Combustibles y Afines de Salta.
F.A.E.N.I. Federación Argentina de Expendedores de Nafta del Interior - Santa Fe-
F.E.C.A.C. Federación de Expendedores de Combustibles y Afines del Centro de la República – Córdoba -

Av.de Mayo 633 Piso 2 Oficina 12 (1084) CABA - Argentina (4342 - 4804 - Fax 4342 - 9394) cecha@cecha.org.ar - www.cecha.org.ar

BIOCOMBUSTIBLES: LA META ES NO PERDER EL TREN QUE LIDERAN BRASIL Y PARAGUAY EN LA REGIÓN

Con una producción que lidera a nivel nacional, Córdoba y Entre Ríos presionan por una nueva ley de biocombustibles que impulse el corte con naftas y fortalezca las economías regionales.

"No podemos perder el tren", repiten legisladores y referentes del sector agroindustrial cuando se habla del futuro de los biocombustibles en Argentina.

En el Congreso Maizar 2025, el mensaje fue contundente: la falta de una nueva ley que promueva el agregado de valor al maíz mediante bioetanol y que actualice los cortes obligatorios con combustibles fósiles amenaza con dejar al país relegado en una carrera que Brasil y Paraguay ya lideran en la región.

El panel estuvo conformado por los diputados nacionales Belén Avico (Córdoba, PRO), Carlos Gutiérrez (Córdoba, HCF) y Atilio Benedetti (Entre Ríos, UCR), con la moderación de Víctor Accastello, subgerente general de la Asociación de Cooperativas Argentinas (ACA).

Allí, los tres legisladores coincidieron en la urgencia de avanzar con una nueva normativa que impulse la bioenergía, tanto por sus beneficios ambientales como por su impacto productivo y macroeconómico.

Avico remarcó el rol estratégico de Córdoba, que produce el 75% del bioetanol de maíz del país y que, además, aporta una tonelada de cada tres cosechadas a nivel nacional. Sin embargo, dos de cada tres toneladas se exportan sin procesar.

"Agregar valor en origen es clave para mejorar la productividad de nuestras pymes, generar empleo y reducir el peso logístico", afirmó. Solo el traslado de maíz desde Río Cuarto a Rosario representa un 25% del valor del grano, señaló.

La legisladora enfatizó la necesidad de avanzar en un nuevo marco legal que eleve el corte de bioetanol al 15% en las naftas. Hoy, el corte mínimo se ubica en el 12%, muy por debajo de países vecinos.

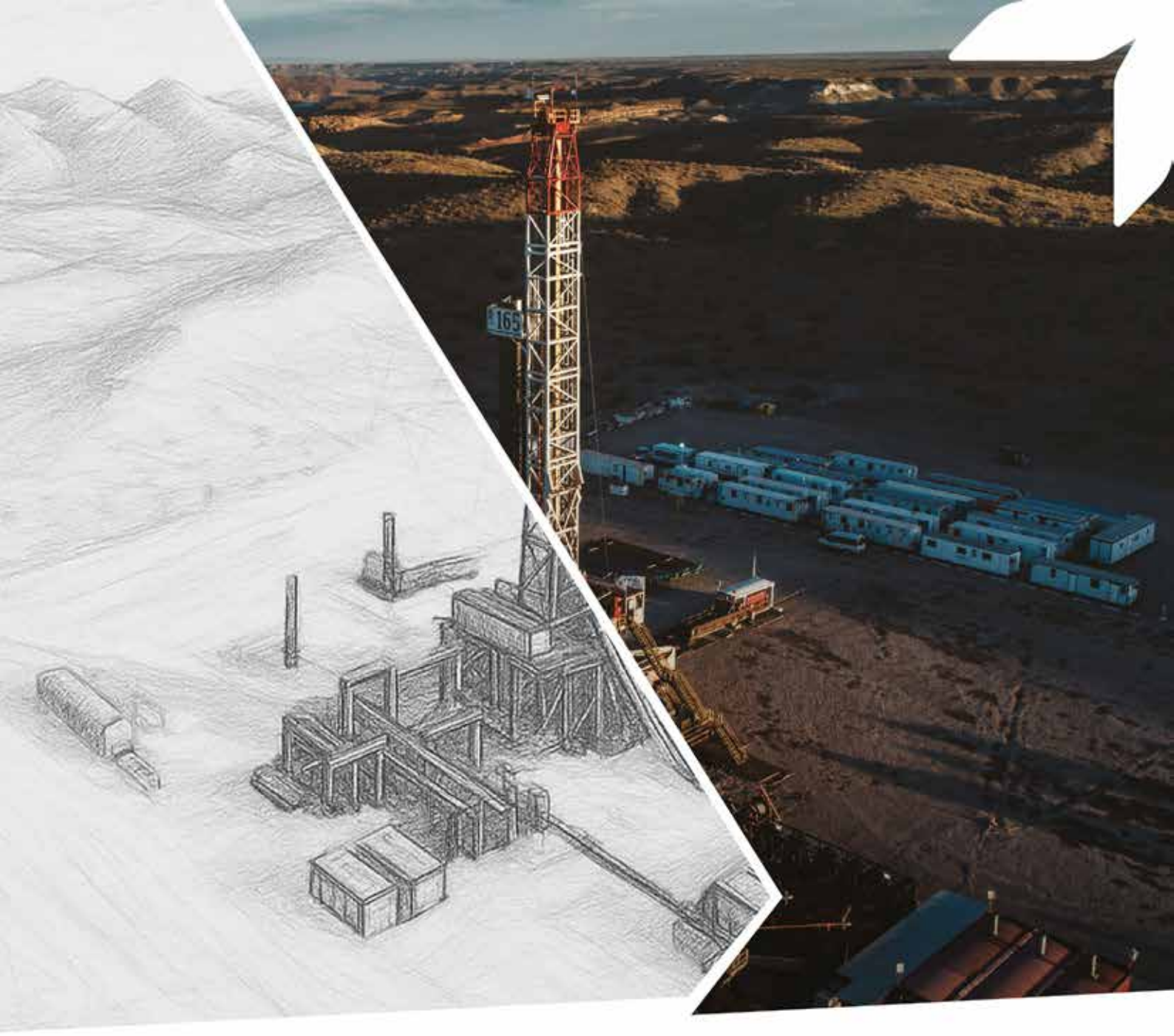
Benedetti, productor agropecuario además de diputado, se declaró admirador del modelo brasileño, donde el trabajo conjunto entre el sector público y el privado permitió transformar al país en una potencia bioenergética.

Destacó que Entre Ríos agrega valor al maíz mayormente mediante la producción de proteína animal, pero insistió en que Argentina necesita una política clara de estímulo para los biocombustibles.

"El actual Gobierno prioriza el ajuste fiscal y no considera al cambio climático como una prioridad, lo que complejiza avanzar en una ley de biocombustibles", apuntó Benedetti. A pesar de ello, reconoció que el oficialismo estaría dispuesto a acompañar una suba moderada del corte, del 12% al 15% para el bioetanol, y del 7,5% al 10% para el biodiésel, en los próximos dos años.

También advirtió sobre los riesgos fiscales que implica la menor carga tributaria de los combustibles renovables, lo que muchas veces frena el apoyo de Hacienda.

Desde Córdoba, Carlos Gutiérrez pidió avanzar hacia una matriz productiva más verde y federal. Con tono crítico, lamentó que tras 19 años de la primera ley de biocombustibles, Argentina aún discute aspectos básicos, mientras países como Brasil avanzan con políticas estables, consenso político y visión estratégica. ■



Los sueños cuando crecen se convierten en orgullo.

Cumplimos 20 años invirtiendo en el país.

www.pampa.com

Pampa 20 años

RENOVABLES:

LATINOAMERICA PIERDE U$S 7000 MILLONES POR AÑO

Solo en 2024, la región dejó de generar cerca de 53.000 GWh de energía limpia, lo que equivale a un 3,2% de su producción eléctrica anual, según un informe de OLADE.

El vertimiento de energía renovable se convierte en uno de los desafíos más significativos para la transición energética en América Latina y el Caribe. Solo en 2024, se estima que la región dejó de generar más de 53.000 GWh de energía limpia debido a limitaciones técnicas y estructurales, lo que representa una pérdida económica cercana a los 7.000 millones de dólares anuales.

A pesar de los avances importantes en la expansión de fuentes renovables como la solar, eólica e hidroeléctrica, la región enfrenta un fenómeno silencioso pero costoso: la incapacidad de utilizar toda la energía que técnicamente puede ser generada.

Esta situación, conocida como vertimiento de energía, se produce cuando las centrales están en condiciones de producir electricidad, pero deben detener o limitar su generación debido a obstáculos como restricciones en las redes de transmisión, baja demanda eléctrica o condiciones climáticas adversas.

El término “vertimiento” proviene originalmente del ámbito hidroeléctrico. Describe la situación en la que una central hídrica no puede turbinizar toda el agua disponible, ya sea por limitaciones en la capacidad de almacenamiento del embalse o en la capacidad de generación de la planta. Esta agua que no se utiliza representa energía que se pierde.

Este fenómeno se ha vuelto particularmente evidente en países de América Latina y el Caribe con alta penetración de energías renovables, como Brasil, Chile, Uruguay y Costa Rica.

Durante el año 2024, los vertimientos en la región alcanzaron los 53.000 GWh de energía renovable no aprovechada, lo que equivale a un 3,2% de la generación total anual. Esta energía desperdiciada tiene un valor estimado de 6.890 millones de dólares, considerando un precio

promedio de 0,13 dólares por kWh en la región.

Entre los países más afectados se encuentran:

• Brasil: registró vertimientos del 10% en energía eólica y del 17% en solar, totalizando 284 GWh perdidos.

• Chile: alcanzó los 909 GWh de energía renovable no utilizada.

• Uruguay: sumó 906 GWh en pérdidas.

• Costa Rica: en años anteriores, reportó hasta 800 GWh de vertimiento.

El vertimiento es una consecuencia directa de varios factores estructurales. Por un lado, las redes de transmisión muchas veces no tienen la capacidad suficiente para evacuar toda la electricidad generada desde zonas con alta producción renovable —como regiones desérticas para la energía solar o zonas costeras para la eólica— hacia los centros de consumo.

Por otro lado, la falta de una gestión de la demanda adecuada impide ajustar el consumo en función de la disponibilidad de energía. A esto se suma que muchos países no cuentan con sistemas de almacenamiento eléctrico que permitan guardar el excedente para usarlo en horas de menor producción.

La planificación energética también ha quedado rezagada. En muchos casos, la expansión de la capacidad instalada renovable no ha estado acompañada por una evaluación integral de las limitaciones del sistema eléctrico, lo que genera cuellos de botella y sobreoferta en momentos puntuales.

Frente a este panorama, la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) plantea una serie de medidas para optimizar el aprovechamiento de la energía renovable. Entre las principales figuran una mayor planificación eléctrica ; gestión de la demanda; incentivar una mayor electrificación en sectores industriales, de transporte y residencial; fomentar la integración eléctrica regional; invertir en ampliación de las redes de transmisión que permita transportar energía desde las plantas generadoras hasta los centros de consumo, superando cuellos de botella actuales; promover sistemas de generación distribuida; e implementar tecnologías como baterías o almacenamiento térmico que permitan guardar excedentes renovables para ser utilizados en momentos de alta demanda o baja producción.Gutiérrez fue uno de los firmantes del proyecto que promueve la liga de provincias bioenergéticas, al que considera el más sólido en contenido y apoyo político. En contraste, cuestionó la postura oficial de permitir la importación de biocombustibles, medida que —a su juicio— iría en contra de los intereses de la producción nacional. “Si gobernara Donald Trump, no habría forma de importar bioetanol”, ironizó. ■

Precios del crudo se moderan y abren una ventana de oportunidad para Argentina

Según la consultora financiera Qualy, el crudo vivió semanas de extrema volatilidad por la escalada en Medio Oriente. Argentina, en medio de exportaciones prometedoras y costos crecientes.

El precio del petróleo se convirtió en una de las variables más observadas en el escenario económico internacional durante mayo y junio de 2025, luego de que una nueva escalada bélica en Medio Oriente, incluida la llamada "Guerra de los 12 días" entre Israel e Irán, disparara temores de desabastecimiento global.

Según un relevamiento de la consultora financiera Qualy, el barril Brent pasó de U$S 61,57 a principios de mayo a U$S 80,37 el 19 de junio, mientras que el WTI subió de U$S 58,50 a casi U$S 76.

Algunos analistas llegaron a proyectar una escalada hasta U$S 100, algo que finalmente no ocurrió gracias a un incipiente acuerdo de tregua entre Israel e Irán y la estabilidad del suministro global.

Pese al conflicto, el mercado no entró en pánico. Tres elementos clave evitaron un escenario más dramático: acuerdo de tregua entre Israel e Irán, que redujo la amenaza de cierre del estratégico Estrecho de Ormuz; la cautela inversora, basada en la experiencia de crisis anteriores que no terminaron en alzas sostenidas de precios, y el alza en ña producción de crudo fuera de la OPEP, especialmente en EE.UU., que mantiene elevados niveles de stock y estabiliza la oferta global.

Además, el avance de energías alternativas y la diversificación de fuentes reducen el peso estratégico del petróleo en la economía mundial.

De acuerdo con el informe de Qualy, para Argentina, esta volatilidad tuvo un doble efecto. Por un lado, un barril caro es

positivo para las exportaciones, especialmente en zonas como Vaca Muerta, donde el crudo no convencional resulta rentable con precios superiores a U$S 55 y 65. Las empresas del sector mantienen buenas perspectivas de rentabilidad con los valores actuales.

Por otro lado, un petróleo caro también encarece las importaciones de productos derivados, como plásticos e insumos industriales, afectando los costos internos. Además, la incertidumbre en los mercados internacionales suma presión sobre un país que continúa excluido del radar inversor, al mantenerse fuera de los índices de mercados emergentes.

El panorama- según la consultora- sigue sujeto a los vaivenes geopolíticos, pero el mercado petrolero parece haber encontrado un nuevo punto de equilibrio, con precios moderadamente altos pero estables, en torno a los U$S 70 por barril.

Los expertos coinciden en afirmar que para Argentina, este escenario representa una oportunidad exportadora, pero también refuerza la necesidad de previsibilidad macroeconómica y acceso a financiamiento para aprovechar el potencial energético sin quedar expuestos a shocks externos. ■

BOOM ENERGÉTICO: SUBE LA PRODUCCIÓN, PERO HAY ALERTA POR CUELLOS LOGÍSTICOS

El último informe de Allaria Broker destaca avances sostenidos en producción, pero advierte sobre límites logísticos, exportaciones condicionadas y un contexto internacional cada vez más incierto.

El mes de junio cerró con señales mixtas para el sector energético. Mientras el precio internacional del Brent mostró una fuerte volatilidad por el conflicto en Medio Oriente, la producción en la cuenca neuquina siguió creciendo.

Según el último informe de Allaria Broker en Seguros, Vaca Muerta continúa consolidando su protagonismo en el mapa energético argentino, con incrementos mensuales en petróleo y gas, aunque con desafíos estructurales por delante.

En mayo, último dato oficial publicado por la Secretaría de Energía, la producción de crudo en Argentina alcanzó un promedio de 754.828 barriles por día, lo que representa un aumento mensual de 0,49% y una suba interanual de 6%.

En paralelo, los precios internacionales presentaron una tendencia bajista: el Brent promedió 64,04 dólares por barril, cayendo un 4,6% mensual y un 23% en términos interanuales.

Las variantes locales, como el Medanito y el Escalante, también reflejaron esa presión: cotizaron a 60,2 y 59,4 dólares respectivamente, ambas con caídas mensuales en torno al 3%.

Pese a este contexto, las exportaciones de crudo a Chile, a través del oleoducto OTASA, marcaron 75.300 barriles diarios en mayo, una baja mensual del 9%, aunque un significativo aumento interanual del 31%. Estas exportaciones, por ahora, siguen referenciadas en el precio promedio mensual del Brent.

Allaria anticipa que, debido al nuevo entorno global de precios más inestable, sus estimaciones para las petroleras locales (YPF, Pampa Energía y Vista) adoptan un escenario más conservador, proyectando un Brent promedio de U$S 65 para 2025 y U$S 68 para 2026.

GAS: PICOS DE DEMANDA, CUELLOS LOGÍSTICOS Y MÁS SHALE

En lo que respecta al gas natural,

mayo dejó señales mixtas. La producción totalizó 147,6 millones de metros cúbicos diarios, con un avance del 8% respecto a abril, aunque una caída leve interanual del 1,8%. Más del 70% de ese volumen ya proviene del shale gas extraído en Vaca Muerta, lo que confirma la transformación estructural del sector.

Sin embargo, el informe advierte que la capacidad de evacuación limita el crecimiento. Gran parte del gas está comprometido al Plan Gas y su demanda es altamente estacional.

En los meses más cálidos, parte de la producción debe cerrarse o exportarse, principalmente a Chile. No obstante, con la reversión del Gasoducto del Norte, comenzaron también exportaciones hacia Brasil a través de Bolivia.

El 2 de julio, en plena ola de frío, la demanda residencial generó un pico de consumo prioritario de 98,37 MMm3/d, un salto del 25% interanual. La presión sobre el sistema obligó a cortar el suministro de GNC e industrias, incluso con contratos en firme.

Para evitar desabastecimiento durante el invierno, ENARSA adjudicó la importación de 22 buques de GNL, por un monto de 567 millones de dólares. Estos cargamentos, con precios que oscilan entre U$S 11,38 y U$S 13,75 por millón de BTU, ingresarán por la terminal regasificadora de Escobar.

PERSPECTIVA INTERNACIONAL

El panorama global también complica las proyecciones. En junio, el precio del Brent tocó un máximo de U$S 78,72 en medio del conflicto bélico entre Israel e Irán, agravado por la amenaza iraní de cerrar el Estrecho de Ormuz, por donde transitan más de 20 millones de barriles diarios. Aunque un cese al fuego firmado el 23 de junio moderó la tensión, el mercado sigue condicionado por la geopolítica.

A esto se suma la reciente decisión de la OPEP+ de incrementar la oferta en 548 mil barriles diarios a partir de agosto, una reversión parcial de los recortes de 2024. La EIA estadounidense, por su parte, pronostica una baja en los ingresos para los países exportadores, producto de la mayor oferta y la presión bajista sobre los precios. ■

Fuente: Artículo publicado por Daniel Barneda en El Economista

La IA acelera el consumo eléctrico y pone en jaque a las redes

El auge de la IA generativa y la expansión de los data centers generan una presión sin precedentes sobre la infraestructura eléctrica global. En la nueva era digital, cada clic, búsqueda o conversación con una inteligencia artificial consume electricidad.

Detrás del fenómeno global de la IA generativa se esconde un crecimiento vertiginoso en la demanda energética, impulsado por data centers que ya no son solo servidores: son verdaderas fábricas de cómputo de alto consumo, funcionando 24/7 y con necesidades crecientes de refrigeración, conectividad y potencia constante.

Un informe reciente de Accenture, "Powering US Data Centers", advierte que para 2033 los centros de datos podrían representar hasta el 23% del consumo eléctrico total en Estados Unidos. Solo en 2023, esta industria demandó 176 teravatios-hora (TWh), y se espera que la cifra se triplique en los próximos siete años, impulsada por la expansión de modelos de lenguaje como GPT y otras aplicaciones de IA generativa.

"El sistema de transmisión actual no está preparado para una expansión tan acelerada ni tan descentralizada geográficamente. Y si bien las energías renovables son clave para la transición, hoy por hoy no alcanzan a cubrir una demanda de esta magnitud", señala Belén Arce, líder de Sostenibilidad de Accenture.

Ante este panorama, las grandes tecnológicas —conocidas como hyperscalers— están buscando alternativas: desde construir plantas de energía co-localizadas con sus centros de datos, hasta apostar por soluciones más disruptivas como reactores nucleares modulares (SMRs) o microturbinas a gas. La lógica es clara: garantizar autoabastecimiento y evitar cuellos de botella en la red.

Pero el verdadero reto lo enfrentan los proveedores de electricidad. El modelo tradicional de generación y distribución está quedando corto ante la demanda y la velocidad con que se multiplican los data centers. Accenture propone una transformación profunda del sistema eléctrico, con cuatro claves estratégicas:

- **Digitalizar y modernizar redes:** incorporar tecnologías que permitan escalar con flexibilidad.
- **Reformular tarifas:** implementar esquemas dinámicos que premien el consumo eficiente.
- **Anticipar el crecimiento:** planificar junto a las tecnológicas la ubicación de nuevos centros.
- **Agilizar permisos:** reducir tiempos sin sacrificar estándares de seguridad.

En paralelo, en regiones aún no saturadas, se abren oportunidades estratégicas para atraer inversiones: acceso garantizado a energía confiable, tierra disponible, conectividad robusta y fuerza laboral calificada son los factores más valorados por los inversores tecnológicos.

¿Y AMÉRICA LATINA?

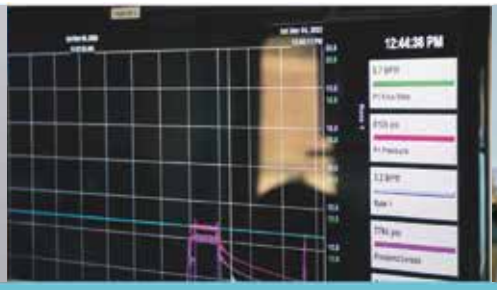
Aunque el fenómeno aún no alcanza en la región la escala que tiene en EE.UU. o Europa, el debate ya está sobre la mesa. En Argentina, por ejemplo, empiezan a surgir alertas sobre el impacto energético del avance de la IA y la expansión del procesamiento de datos en industrias como el agro, el sector financiero o el comercio electrónico.

SERVICIOS DE ALTA CALIDAD PARA EL UP-STREAM COMPROMETIDO CON EL ÉXITO DE NUESTROS CLIENTES

SPN

NUESTROS SERVICIOS

- Wireline
- Slickline
- Coiled tubing
- FPDO & Flow Back
- Pump Down & Pre-Frac
- Bombeo de Fluidos
- TCP (Tubing Conveyed Perforating)



Una amplia gama de servicios, múltiples herramientas para pozos y aplicaciones para interpretación, nos diferencian como uno de los proveedores con más experiencia del mercado, agregando valor a las operaciones de nuestros clientes.

Superior
ENERGY SERVICES

Un amplio posicionamiento geográfico nos brinda la capacidad de desplegar rápidamente equipamiento y personal especializado donde nuestros clientes lo requieran, aportando nuestra experiencia en soluciones e innovación.

NEUQUÉN - MENDOZA - CHUBUT - SANTA CRUZ - TIERRA DEL FUEGO

www.superiorenergy.com

PRÓRROGA DE LICENCIA

OSCAR SARDI, CEO DE TGS: "LA RENOVACIÓN ES UN RECONOCIMIENTO AL TRABAJO DE 33 AÑOS"

El Gobierno nacional oficializó la extensión por 20 años de la licencia de Transportadora de Gas del Sur (TGS), responsable de más del 60% del transporte de gas natural en el país.

Con el Decreto 495 firmado por el Poder Ejecutivo Nacional, Transportadora de Gas del Sur (TGS) recibió la prórroga oficial de su licencia de operación para el transporte de gas natural en Argentina hasta diciembre de 2047.

Esta decisión marca un hito para la compañía, que se convierte en la primera del sector regulado en obtener esta extensión, tras más de tres décadas de servicio continuo, seguro y eficiente.

"Esta renovación no solo representa una continuidad operativa, sino que es también un reconocimiento del Estado al trabajo realizado durante estos 33 años", sostuvo Oscar Sardi, CEO de TGS. "Nunca nos detuvimos, incluso en los momentos más complejos del país, y siempre operamos con confiabilidad y sustentabilidad", agregó.

En un contexto en que el desarrollo energético argentino depende de infraestructura moderna, confiable y adaptable, la renovación de la licencia de TGS hasta 2047 garantiza estabilidad y visión de largo plazo.

Con inversiones sostenidas, liderazgo operativo y fuerte presencia en Vaca Muerta, la compañía reafirma su rol como actor estratégico en la transición energética del país.

Desde el inicio de sus operaciones en 1992, TGS ha sido protagonista clave del desarrollo energético argentino. En sus comienzos operaba 6.500 km de gasoductos; hoy, la red supera los 9.250 km, atravesando siete provincias y transportando más del 60% del gas natural consumido en hogares, industrias y usinas eléctricas del país. Su capacidad de inyección se duplicó en tres décadas, pasando de 42,9 MMm³/d a 88,5 MMm³/d actuales.

Además del transporte, la compañía se expandió hacia cinco líneas de negocios: procesamiento y comercialización de líquidos, telecomunicaciones, servicios, y especialmente Midstream en Vaca Muerta, donde ha marcado un liderazgo pionero.

INVERSIONES DE LARGO PLAZO Y FOCO EN VACA MUERTA

La prórroga de la licencia llega en un momento clave. TGS ya anunció un ambicioso Plan de Inversiones 2025–2029 por más de $362.000 millones, destinado al mantenimiento, modernización y expansión de su infraestructura, dentro del marco de la Revisión Tarifaria Quinquenal. ■

REVISÁ PREVENÍ

MONÓXIDO DE CARBONO

Este invierno él tiene un desafío mega importante...

Concientizar sobre los accidentes de MONÓXIDO DE CARBONO.

- Ventilá los ambientes todos los días incluso en invierno.
- Verificá siempre que la llama de los artefactos a gas sea de color azul.

Juntos podemos contribuir a un invierno más seguro para todos. Más consejos en www.naturgy.com.ar

Naturgy

EL GOBIERNO LANZA EL PLAN DE AMPLIACIÓN ELÉCTRICA CON TRES OBRAS ESTRATÉGICAS FINANCIADAS POR PRIVADOS

La iniciativa será financiada mediante el régimen de participación privada, marcando un hito en la inversión en infraestructura energética sin aporte directo del Estado.

La Secretaría de Energía del Ministerio de Economía de la Nación, a través de la Resolución 311/2025, avanza con la ejecución del Plan Nacional de Ampliación del Transporte Eléctrico, al definir las tres primeras obras estratégicas que serán licitadas bajo un modelo de concesión a inversores privados.

Las licitaciones serán de carácter nacional e internacional, abiertas a empresas con capacidad técnica y financiera para llevar adelante los proyectos.

Las obras seleccionadas son AMBA I, que mejorará la capacidad de abastecimiento en el Área Metropolitana de Buenos Aires que concentra el 40% del consumo eléctrico nacional; la Línea de 500 kV Río Diamante – Charlone – O'Higgins, un corredor que permitirá la evacuación de mayor generación renovable y convencional que se puede instalar en la región Cuyo a la vez que permitirá evacuar parte de la generación de COMAHUE; y la Línea de 500 kV Puerto Madryn – Choele Choel – Bahía Blanca, que mejorará la conexión entre la Patagonia y el sistema troncal.

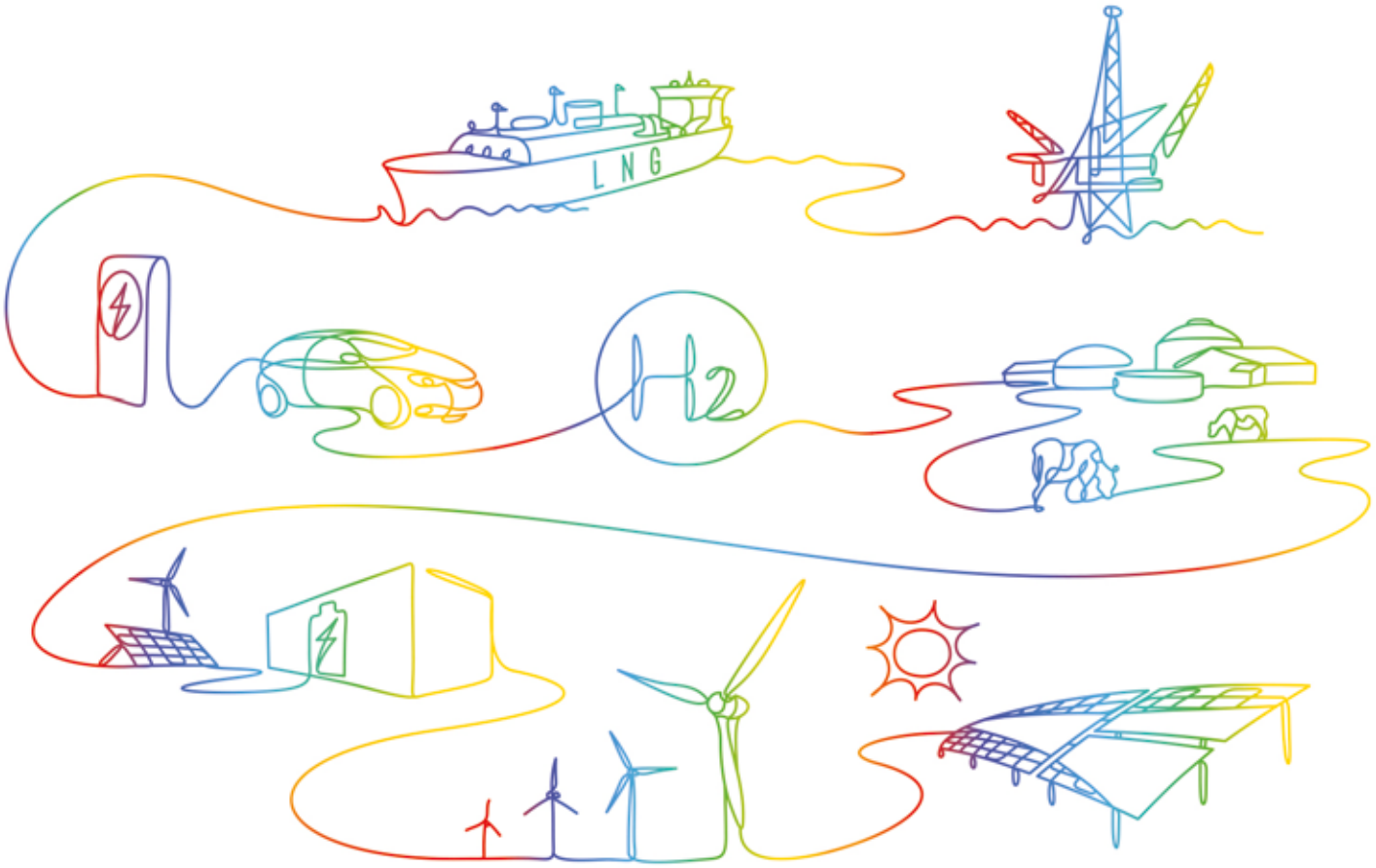
Estas obras forman parte del conjunto de 16 proyectos prioritarios definidos por la Resolución 715/2025, en el marco del Plan de Contingencia para Meses Críticos 2024–2026, que identificó zonas críticas del país donde el crecimiento de la demanda eléctrica no fue acompañado por la infraestructura necesaria. La planificación se basó en estudios técnicos liderados por la Secretaría de Energía junto a CAMMESA, ATEERA y el Consejo Federal de la Energía Eléctrica, entre otros actores del sector.

El estado actual del sistema eléctrico revela deficiencias estructurales que derivan en cuellos de botella, interrupciones del servicio y altos costos por generación forzada. La obra AMBA I, por ejemplo, reducirá la necesidad de generación ineficiente y mejorará la confiabilidad del sistema en uno de los principales centros de consumo del país, donde se concentra el 40% de la demanda de energía nacional.

La Secretaría de Energía determinará el momento y la secuencia de los llamados a licitación de cada una de ellas.

A diferencia de los modelos anteriores, el nuevo esquema se basa en un régimen de concesión de obra, en el cual la totalidad de la inversión, construcción, operación y mantenimiento estará a cargo del sector privado, sin comprometer recursos del Estado.

Con esta iniciativa, el Gobierno impulsa una transformación estructural con más eficiencia, menor gasto público y mayor participación del sector privado en la modernización del sistema energético nacional. ■



TotalEnergies
avanza en el camino de la transición energética.

Descubrí nuestras acciones en
totalenergies.com/energy-transition

TotalEnergies

DUPLICAR NORTE: EL NUEVO TUBO QUE BOMBEA DÓLARES Y PETRÓLEO

El nuevo ducto de Oldelval que costó U$S 380 millones conectará Puesto Hernández con Allen y ampliará significativamente la capacidad de transporte de crudo desde el norte de la Cuenca Neuquina.

Esta decisión marca un hito pOleoductos del Valle (Oldelval) confirmó el inicio formal del proyecto Duplicar Norte, una obra estratégica para el desarrollo energético de la Cuenca Neuquina. El anuncio llegó tras la firma de contratos con cuatro importantes operadoras del Hub Norte: Pluspetrol, Chevron, Tecpetrol y Gas y Petróleo del Neuquén, en un acuerdo celebrado el pasado 4 de julio.

Con una inversión estimada en USD 380 millones, Duplicar Norte apunta a aumentar la capacidad de evacuación de petróleo crudo desde el norte de la Cuenca hacia la principal estación de bombeo de Oldelval en Allen, Río Negro, consolidando un corredor logístico clave para la producción de Vaca Muerta.

El proyecto contempla la construcción de un nuevo oleoducto de 207 kilómetros de extensión, con un diámetro de 24 pulgadas, entre las estaciones de bombeo Puesto Hernández (en el norte neuquino) y Allen.

Además, se instalará una Unidad Automática de Medición (UAM) en Allen, que permitirá manejar transferencias de 20.000 a 45.000 metros cúbicos diarios entre Oldelval y el sistema VMOS. Esta infraestructura será esencial para gestionar los crecientes volúmenes de producción que genera la expansión de los desarrollos no convencionales.

El esquema de ejecución será bajo la modalidad "ship or pay", en el que las operadoras firmantes se comprometen a utilizar capacidad de transporte durante un período determinado, lo que garantiza el financiamiento del proyecto.

PLAZOS DEFINIDOS

Según informó la empresa, la obra se desarrollará con un cronograma ya comprometido:

• La puesta en marcha temprana está prevista para fines de 2026.

• La habilitación definitiva será en el primer trimestre de 2027.

"Con Duplicar Norte, los desarrollos del Hub Norte de la Cuenca Neuquina tendrán capacidad de transporte disponible para desarrollar todo su potencial. Este nuevo ducto se integrará al sistema troncal y potenciará la capacidad total de evacuación, permitiendo acompañar la evolución de la producción con eficiencia y previsibilidad", destacaron desde Oldelval.

Duplicar Norte se conectará directamente con la estación de bombeo Allen, punto de partida del otro gran proyecto de la empresa: Duplicar Plus. ■

Tecpetrol
FORTÍN DE PIEDRA
El yacimiento líder en
gas no convencional.
Aporta el 15% del gas que
se consume en la Argentina.
www.tecpetrol.com
HYUNDAI

EL COSTO DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS EN EL AMBA SE DISPARÓ 561% DESDE DICIEMBRE

Según el Observatorio de Tarifas y Subsidios del IIEP (UBA-CONICET), en junio de 2025 una familia sin subsidios destinó en promedio $183.496 mensuales a pagar luz, gas, agua y transporte. El fuerte ajuste tarifario y la caída de los subsidios explican el incremento de más del 500% en apenas seis meses.

De acuerdo con el Reporte de Tarifas y Subsidios publicado en junio por el Observatorio del IIEP (UBA-CONICET), la canasta de servicios públicos aumentó 561% entre diciembre de 2023 y junio de 2025, frente a un incremento del 150% en el nivel general de precios.

Solo en junio, el alza mensual fue del 10,2%, impulsada por aumentos tarifarios en todos los servicios y un mayor consumo estacional de energía eléctrica y gas natural.

La variación interanual alcanzó el 38%, un porcentaje alineado con la inflación general (39%), lo que refleja cierta convergencia de precios en el último año.

El informe desglosa los aumentos de junio respecto a mayo:

- Gas natural: subas del 3,5% en el cargo fijo y 2,5% en el variable, con más consumo por el inicio del invierno.
- Energía eléctrica: crecimiento del consumo, junto con un ajuste tarifario del 3,3% en el cargo fijo y 2,8% en el variable.
- Transporte: el boleto promedio de colectivo aumentó 5,8%, combinando incrementos del 4,8% en líneas urbanas y 7% en líneas interjurisdiccionales.

El informe destaca que el transporte fue el rubro con mayor aumento interanual (63%), seguido por agua (39%), mientras que gas y electricidad registraron alzas del 24% cada uno. El gasto en transporte explicó 19 puntos de los 38 del incremento interanual total.

Por otra parte. el gasto público en subsidios mostró una reducción real del 63% anual hasta el 18 de junio. Esta caída se explica por la baja en subsidios a la energía (-70%) y al transporte (-36%). En términos nominales, los subsidios económicos totales a Agua, Energía y Transporte cayeron 45%.

Entre los puntos destacados: CAMMESA recibió 44% menos fondos nominales, una baja real del 62%; ENARSA tuvo una caída del 84% real, por menores importaciones de gas: el programa Plan Gas.Ar creció un 90% en términos reales por mayor producción nacional, y el Fondo Fiduciario del Transporte se redujo 48% real.

Se estima que un hogar del AMBA sin subsidios destina $183.496 mensuales a cubrir los servicios públicos, lo que representa el 12,7% del salario promedio registrado estimado ($1.445.000). El transporte absorbe el 36% de ese gasto, seguido por energía, agua y gas.

A pesar de la fuerte suba acumulada desde 2023, la cobertura tarifaria del costo real se encuentra en el 54%, lo que implica que el Estado aún subsidia el 46% restante. ■

CREAMOS
FUTURO
GENERACIÓN DE ENERGÍA | COMPRESIÓN DE GAS | PRODUCCIÓN INDUSTRIAL
Soluciones sustentables en generación de energía
INDUSTRIA ARGENTINA
SECCO
WWW.SECCO.COM.AR |
INDUSTRIAS JUAN F. SECCO |

REBOTE ENERGÉTICO: LA DEMANDA ELÉCTRICA ROMPE LA RACHA Y CRECE 13%

El primer semestre del año acumula un crecimiento de 0,4%. La comparación intermensual evidencia una suba del 15,9%. Es el tercer consumo más importante del año, luego de enero (13.606,2 GWh) y febrero (12.911,7 GWh).

La línea de alta tensión tiene uCon temperaturas inferiores al año anterior, junio presentó un incremento de la demanda de energía eléctrica de 13%, al alcanzar los 12.685,3 GWh a nivel nacional. El primer semestre del año acumula una suba de 0,4%, según informó el último reporte de Fundelec.

Por su parte, las distribuidoras de Capital y GBA tuvieron un importante crecimiento de 22,4% en la comparación interanual. También, subieron los consumos residenciales, industriales y comerciales en todo el país.

En junio de 2025, la demanda neta total del MEM fue de 12.685,3 GWh; mientras que el año anterior había sido de 11.223,6 GWh1. Por lo tanto, la comparación interanual evidencia un ascenso de 13%. De esta manera es el tercer consumo más importante del año, luego de enero (13.606,2 GWh) y febrero (12.911,7 GWh).

Este mes también existió un crecimiento intermensual del 15,9%, con respecto a mayo de 2025, que había alcanzado los 10.945,4 GWh (más allá de que junio tuvo 1 día menos).

En cuanto a la demanda residencial de junio, se alcanzó el 52% del total país con una suba de 23,3%, respecto al mismo mes del año anterior.

En tanto, la demanda comercial ascendió un 6,2%, siendo un 25% del consumo total. Y la demanda industrial reflejó un 23%, con una suba en el mes del orden del 1%, aproximadamente

En referencia al detalle por regiones y siempre en una comparación interanual, Fundelec indicó que en la región patagónica el consumo decreció un 10,2% en relación al año anterior, en tanto la zona del Comahue tuvo un crecimiento de 2,5% respecto a junio 2024.

En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de Capital y GBA, que demandaron un 36% del consumo del país y totalizaron un ascenso conjunto de 22,4%, los registros de CAMMESA indican que EDENOR tuvo una suba de 23,3%, mientras que en EDESUR la demanda ascendió un 21,3%. ■

TRABAJAMOS DÍA A DÍA

brindando bienestar a todas las personas
que confían en nuestro servicio

MetroGAS

La energía que viene:

Vaca Muerta, el motor que necesita ruedas

POR GERARDO TENNERINI, ESPECIALISTA EN OIL & GAS.

Vaca Muerta será el centro de la escena energética argentina en los próximos cinco años. No es una aspiración: es un hecho. Es la apuesta más firme del país para exportar energía, generar divisas y motorizar la economía.

Argentina está ante una oportunidad histórica: convertirse en exportador neto de energía hacia 2030. Vaca Muerta será clave para lograrlo. Pero ese potencial extraordinario necesita infraestructura moderna. Porque sin ruedas, el subsuelo no sirve. La energía que viene no se mueve sola.

Vaca Muerta será el centro de la escena energética argentina en los próximos cinco años. No es una aspiración: es un hecho. Es la apuesta más firme del país para exportar energía, generar divisas y motorizar la economía.

Los logros ya están a la vista. La producción de petróleo se acerca a su récord histórico. Las ramas horizontales de los pozos superan los 5.000 metros. La velocidad y cantidad de fracturas se ha multiplicado. Hoy, un pozo se construye en menos de la mitad del tiempo que hace una década, con mayor productividad y costos de desarrollo en descenso.

Estos avances reflejan una industria que aprendió a hacer bien las cosas. Pero también muestran el riesgo de enfocarse solo en lo que ocurre dentro del pozo y no fuera de él, puede llevarnos a una trampa técnica: ver el árbol y perder de vista el bosque. Porque la energía no es solo geología. También es logística.

Hoy, el desarrollo de Vaca Muerta exige una movilización física que no siempre entra en la foto. La eficiencia ya no se gana solo optimizando la perforación: se gana en el transporte, en la infraestructura, en cómo llevamos insumos y cómo evacuamos producción.

Cada año, se trasladan más de 100.000 toneladas de casing —la tubería de acero de los pozos— desde Campana hasta Neuquén. Eso equivale, literalmente, al peso de 10 Torres Eiffel movilizadas por nuestras rutas. Si sumamos arena, agua, químicos, equipos y personal, se estima que un pozo puede requerir más de 250 viajes en camión. Con 500 a 600 pozos proyectados por año, la carga logística es gigantesca. Esto, con un desarrollo todavía concentrado en Añelo. Cuando se expandan zonas más alejadas, los tiempos y los riesgos se agravarán exponencialmente.

Esta dependencia del transporte por camión tiene costos. Económicos: se calcula que la logística representa entre el 15% y el 30% del costo de producción de un pozo. Ambientales: los camiones a diésel generan emisiones, partículas y accidentes. Estructurales: las rutas neuquinas están saturadas, al borde del colapso, y el resultado es trágico: la pérdida irreparable de vidas humanas.

Hay obras en marcha, sí, pero aún incipientes. La evacuación del crudo y el gas se ha resuelto en parte con oleoductos y gasoductos. Pero para producir más, primero hay que abastecer más. Y en camiones

ya no se puede continuar.

No se trata de compararnos con el Permian —el mayor desarrollo no convencional del mundo—, pero sí de aprender. Allí, los materiales para la construcción y terminación de pozosllegan por tren hasta puntos cercanos a las locaciones, y los camiones se usan solo para la última milla. Con esa eficiencia, operaron con más de 600 equipos de perforación y 400 sets de fractura, superando los 6 millones de barriles diarios. Lo lograron porque, antes que nada, invirtieron en infraestructura y logística. Y porque en un país como Estados Unidos históricamente se fomenta la competencia, el acceso al crédito y esto trae la diversificación de proveedores de servicios, aumentando la oferta de estos y disminuyendo los costos asociados.

Argentina necesita hacer lo mismo. Desarrollar infraestructura ferroviaria, habilitar centros de transferencia, usar bitrenes donde sea posible, integrar tecnología predictiva y planificar con visión de largo plazo. Vaca Muerta no puede crecer indefinidamente con un modelo logístico del siglo XX. Necesita una infraestructura del siglo XXI, integrada, multimodal y resiliente. La logística no es un gasto: es una inversión estratégica. ■

Transición o coexistencia energética

POR EDUARDO FERNANDEZ, INGENIERO, MÁSTER EN ING. EN LA CARRERA DE ESPECIALIZACIÓN EN PETRÓLEO Y DERIVADOS DE LA UBA.

La transición energética no implica abandonar de inmediato los hidrocarburos. Propongo una política de coexistencia que permita aprovechar nuestros recursos, como el metano, para abastecer tanto el mercado local como el internacional.

El mercado petrolero a lo largo de su historia ha pasado de ser un negocio con control casi absoluto de unas pocas empresas –mayoritariamente multinacionales– a un sistema con múltiples actores y fuerzas en juego, donde la OPEP, la OCDE, los emergentes y las compañías estatales y privadas definen un entorno de constante volatilidad y reajuste geopolítico.

A ese constante debate sobre si el petróleo (o más bien los hidrocarburos, incluyendo ahora al gas natural) es simplemente un commodity o si es un bien estratégico vital para el funcionamiento socioeconómico, se suma el dilema ambientalista sobre el futuro del planeta y la humanidad.

La Conferencia de Estocolmo en 1972 fue el primer congreso internacional convocado para tratar el medioambiente que se denominó oficialmente "Conferencia de Naciones Unidas sobre Medio Ambiente Humano". A partir de allí las discusiones sobre los problemas ambientales y las responsabilidades de los combustibles fósiles ha sido interminable.

Sin embargo, las advertencias por el colapso ecológico hechas en esa década ymarcadas además por múltiples crisis políticas, económicas y culturales, no se cumplieron como fueron proyectadas. Debido alos incidentes naturales que se producen constantemente, continúan surgiendo pronósticos alarmistas sobre el cambio climático, pero algunos de estos mensajes repiten ideas ya desacreditadas de décadas anteriores.

Los actuales planes para alcanzar una trayectoria "NET ZERO" requieren que las emisiones y el uso de combustibles fósiles queden limitados en todos los sectores (electricidad, transporte, industria y consumo doméstico) y tiendan a neutralizarse en cuanto a su incremento mundial. La generación eléctrica a partir de fuentes renovables aparece como la solución porque puede lograr la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que se plantea como necesaria antes de 2030.Sin embargo, para lograr esos objetivos la capacidad renovable debería triplicarse antes del fin de la presente década, teniendo en cuenta además que hay muchos sectores que han de ser difíciles de descarbonizar, entre ellos la siderurgia, la industria petroquímica y la aviación.

Esto lleva a la pregunta que más frecuentemente se presenta en los medios: "¿El dominio de los combustibles fósiles está llegando a su fin?"

Este objetivo de sustitución de los combustibles fósiles por fuentes renovables requiere una importante aceleración de las inversiones necesarias. Algunos opinan que por cada dólar destinado a combustibles fósiles, se deberán invertir 3 dólares en energía baja en carbono durante el resto de la década.

Si consideramos el crecimiento exponencial de la demanda de energía por los avances tecnológicos y todo lo relacionado con la inteligencia artificial, los desafíos

son muy significativos. Si a esto le agregamos la explosión de oferta que prometen los hidrocarburos no convencionales estamos ante una disyuntiva difícil de resolver en el corto plazo.

Se dice que la edad de piedra no se terminó porque se acabaron las piedras. Puede que lo mismo suceda con la época de los combustibles fósiles pero Argentina ha sido bendecida con una cantidad muy importante de recursos hidrocarburíferos que pueden ser explotados con tecnologías no convencionales y a costos razonables, inclusive más competitivos que las inversiones requeridas en infraestructura local de generación por renovables.Estos activos no deberían desperdiciarse abandonando su explotación y sustituyéndolos con otras fuentes de energía.

La producción delos mencionados no convencionalesestá cambiando el panorama de la oferta de combustibles fósiles no sólo para la generación de energía y el suministro doméstico, sino también como un refuerzo importante de la balanza comercial.

La pregunta entonces es: ¿por qué considerar al gas natural como solo un instrumento de transición hacia las energías amigables con el medio ambiente, y que en algún momento futuro se deje de utilizar? ■

Exportar sí, pero con resguardo

El ex secretario de Recursos Hidrocarburíferos José Luis sureda subrayó que el avance acelerado de Vaca Muerta podría generar desequilibrios si no se acompaña con inversiones internacionales, contratos sólidos y una estrategia nacional de almacenamiento de gas. También alertó sobre el riesgo de concentración política y gremial.

El desarrollo de Vaca Muerta, convertido en el principal motor del sistema energético argentino, podría enfrentar riesgos si no se acompaña con políticas públicas activas, inversiones extranjeras de largo plazo y herramientas de respaldo para el mercado interno.

Así lo planteó el ex secretario de Recursos Hidrocarburíferos, quien advirtió que el crecimiento exponencial de la producción no convencional exige una mirada más integral.

Según explicó, el impulso exportador que genera la producción de petróleo y gas en la cuenca neuquina es clave para consolidar a Argentina como un jugador relevante en el mercado energético internacional.

Sin embargo, consideró que para que ese potencial se transforme en una oportunidad real y sostenible, el país deberá demostrar "estabilidad y calidad institucional en el largo plazo", condiciones necesarias para atraer compañías internacionales que completen el esfuerzo inversor local.

Sureda también remarcó que el avance de Vaca Muerta, aunque virtuoso en términos productivos, genera una creciente concentración de la oferta en una sola roca, dentro de una sola cuenca y en una única provincia. Esta situación, sostuvo, plantea desafíos tanto en materia de seguridad energética como de gobernabilidad.

En ese sentido, recordó el conflicto gremial de febrero de 2021 como un caso testigo de cómo la centralización de la producción puede generar vulnerabilidades en el sistema energético nacional.

Por otro lado, el funcionario llamó a abordar de forma estructural la estacionalidad del mercado interno de gas, donde el consumo residencial en invierno presiona la oferta y genera situaciones críticas.

En esa línea, propuso avanzar hacia una reserva estratégica de gas —un tipo de seguro de suministro— con contratos formales que garanticen derechos y obligaciones para exportadores y el sistema doméstico, sin afectar la propiedad privada.

Finalmente, subrayó que esta tarea debe ser asumida por el Estado nacional como garante último del abastecimiento energético, desestimando la idea de delegar esta responsabilidad exclusivamente al mercado.

camuzzi
MÁS QUE ENERGÍA

camuzzigas.com.ar

DONDE HAY ENERGÍA, HAY UNA HISTORIA.

Te acompañamos en tu hogar, en cada emprendimiento que comienza y también cuando cargás el auto para recorrer nuevos caminos.

Formamos parte de tu vida, todos los días. Y nos llena de orgullo poder hacerlo.

Camuzzi, más que energía.

MEGA sale al mercado y apunta a crecer 50%

La empresa debuta en el mercado de capitales con una emisión por U$S 59,5 millones y proyecta aumentar un 50% su capacidad productiva.

La compañía argentina de midstream concretó su primera colocación de deuda con una emisión de Obligaciones Negociables a 24 meses, calificada AAA y respaldada por los principales bancos del país. Los fondos financiarán inversiones clave en su planta de Bahía Blanca, en el marco del plan de expansión vinculado a Vaca Muerta.

Compañía Mega, una de las principales empresas argentinas dedicadas al procesamiento de gas natural y a la producción de líquidos asociados (NGL), anunció la exitosa colocación de su primera emisión de Obligaciones Negociables (ON) clase I en el mercado local. La operación alcanzó un monto de USD 59,5 millones, con un plazo de 24 meses y una tasa de interés del 7,5% anual.

Esta emisión representa un paso clave para la empresa, que refuerza así su estrategia de crecimiento, diversificación financiera y expansión productiva. Las ON obtuvieron la máxima calificación crediticia AAA con perspectiva estable, otorgada por Fix SCR (afiliada local de Fitch Ratings), reflejando la robustez operativa y financiera de MEGA tras más de dos décadas en el sector energético.

"Esta emisión es el resultado de un importante trabajo en equipo y marca un hito en la historia de MEGA. Nos permite sostener y escalar nuestra capacidad productiva, a través de inversiones clave que apuntan a seguir aportando valor a la industria energética nacional", señaló Tomás Córdoba, gerente general de la compañía.

Los fondos serán destinados a capital de trabajo, inversión en infraestructura y otros fines corporativos generales, en particular al desarrollo del Nuevo Tren de Fraccionamiento (NTF) en la planta de Bahía Blanca, que se encuentra en su etapa final y permitirá a la empresa aumentar su capacidad de procesamiento de líquidos del gas natural en hasta un 50%.

"Este gran desempeño en nuestra emisión inaugural es la consecuencia de más de 24 años de operación eficiente. Nuestro foco está en seguir creciendo con responsabilidad, aportando estabilidad a nuestros accionistas, al mercado local y ahora también a los inversores institucionales", afirmó José Luis Borrello, CFO de MEGA.

El éxito de la operación se cimentó también en el apoyo de importantes entidades financieras del país, entre ellas: Banco Galicia, Santander, ICBC Argentina, BBVA, Banco Provincia, BACS, Banco Patagonia, Balanz Capital y PP Inversiones.

MEGA, UNA PIEZA CLAVE EN EL ECOSISTEMA ENERGÉTICO

Constituida en 2001 y propiedad de YPF (38%), Petrobras (34%) y Dow (28%), MEGA es una compañía con fuerte presencia en el segmento de midstream. Su modelo de negocio está centrado en el agregado de valor al gas natural, mediante el procesamiento, separación y fraccionamiento de NGLs como etano, propano, butano y gasolina natural.

Opera un sistema industrial estratégico compuesto por:

- Una planta de procesamiento en Loma La Lata (Neuquén), en el corazón de Vaca Muerta.
- Una planta de fraccionamiento en Bahía Blanca, dentro del polo petroquímico más importante del país.
- Un poliducto de 600 kilómetros que conecta ambas instalaciones.

Desde estas operaciones, MEGA procesa alrededor del 40% del gas natural de la Cuenca Neuquina, la principal cuenca productora de hidrocarburos de Argentina. Además, es el mayor exportador nacional de GLP y el principal proveedor de etano para la industria petroquímica local, cumpliendo con estándares internacionales de calidad, eficiencia y sostenibilidad.

Llegamos donde otros no llegan,

con soluciones multóribita
y multibanda.

Servicio Satelital

satelital.com.ar

AMCHAM ENERGY FORUM 2025

VACA MUERTA NO SE TOCA: EMPRESARIOS Y GOBIERNO MARCAN EL RUMBO ENERGÉTICO

El sector privado y el Estado coincidieron en que la Argentina atraviesa una oportunidad histórica en materia energética. Bajar costos, invertir en infraestructura y profesionalizar la cadena de valor fueron los ejes clave del encuentro.

Con tono firme y una agenda cargada de definiciones, el AmCham Energy Forum 2025 se convirtió en el escenario donde el sector energético argentino —representado por el Gobierno, grandes empresas y expertos— trazó la hoja de ruta para el segundo semestre del año. La urgencia por bajar costos, mejorar la competitividad y fortalecer la infraestructura energética fue el denominador común en todos los paneles.

Los empresarios coincidieron en que la clave está en consolidar competitividad, bajar costos y seguir profesionalizando toda la cadena de valor, desde las grandes empresas hasta las pymes proveedoras.

La presidenta de AmCham Argentina, Mariana Schoua, abrió el foro con un mensaje claro: es momento de que el país deje de mirar el subsuelo como fin en sí mismo. "Transformar los recursos naturales en desarrollo sostenible debe ser un compromiso colectivo", sostuvo.

Con datos contundentes, Schoua resaltó que el 64% del gas argentino ya es no convencional, y que el 70% proviene de la Cuenca Neuquina. Sin embargo, cuestionó la exportación de petróleo sin refinar mientras las refinerías operan a media máquina.

"La competitividad no es espontánea: se construye con consensos, decisiones de largo plazo y alianzas inteligentes", advirtió. E instó a no perder de vista las oportunidades en energías renovables, minería y tecnología, áreas en las que Argentina podría liderar si resuelve sus cuellos de botella logísticos y regulatorios.

Por su parte, el presidente de YPF, Horacio Marín, fue uno de los protagonistas más encendidos del foro. En una exposición cargada de datos, anuncios y humor ácido, dejó claro que la petrolera estatal no frenará su ambición: duplicará su producción y liderará las exportaciones de gas y petróleo.

Frente a las consultas sobre una supuesta desaceleración de la actividad en Vaca Muerta,

relativizó la preocupación: "Hay empresas que pueden reacomodar inversiones, pero es parte de una economía normal. Nosotros seguimos adelante. YPF va a ser rentable a cualquier precio".

Además, proyectó que para 2031, YPF será una compañía de 2 millones de barriles equivalentes por día, lo que la colocaría entre las 20 petroleras más grandes del mundo. "Tenemos que duplicar la cantidad de rigs. La velocidad de lo que se viene no se está entendiendo del todo", advirtió.

"Nos decían que estábamos locos cuando hablábamos de exportar 100 millones de metros cúbicos de gas. Hoy, en menos de dos años, eso será una realidad", afirmó Marín. Su plan incluye el uso de buques de GNL (gas natural licuado) como solución ágil para saltar años de infraestructura pendiente.

También adelantó la construcción de gasoductos de hasta 48 pulgadas, capaces de transportar más de la mitad del gas que hoy se produce en el país. "Vamos a pasar todo por un solo caño. Literal", ironizó.

Además, reveló que YPF ya implementa inteligencia artificial en todas sus estaciones de servicio, permitiendo modificar precios en tiempo real según el comportamiento del consumidor. "Vamos a ganarle a McDonald's en experiencia de cliente", lanzó, provocando risas y aplausos.

Y agregó: "No quiero que mi hija ni mi nieto se tengan que ir del país. Vamos a cambiar la historia. Esto es una oportunidad histórica".

En tanto, el viceministro de Economía, Daniel González, aprovechó el foro para confirmar una de las medidas más esperadas por el sector eléctrico: la reconcesión de las represas del Comahue, cuyas licencias están vencidas.

"Este no es un proceso de privatización: las concesiones ya eran privadas. Vamos a adjudicar su operación por los próximos 30 años para garantizar inversiones", explicó.

Además, el Gobierno buscará vender su participación en Transener antes de fin de año y reconcesionar activos de Enarsa en 2026.

Sobre Vaca Muerta, González fue más cauto: reconoció que el ritmo de crecimiento bajará debido a la caída del precio del crudo, pero descartó cualquier señal de alarma. "Es una evolución normal del mercado".

También destacó la baja de los subsidios energéticos del 2% al 0,6% del PBI y aseguró que las tarifas ya no subirán por encima de la inflación durante lo que queda del año.

VENTAS NOCTURNAS DE NAFTA SUBEN 28% VÍA APP YPF

A casi un mes del lanzamiento del precio diferencial nocturno y el sistema de autodespacho digital, YPF logró aumentar fuertemente el volumen de ventas entre la medianoche y las 6 AM.

La estrategia de digitalización e incentivos nocturnos de YPF comienza a mostrar resultados concretos. A casi un mes de implementarse el precio diferencial en la franja de 00:00 a 06:00 horas, junto con la posibilidad de autodespacho mediante la App YPF, el volumen de ventas de nafta en ese horario creció más de un 28% respecto al promedio de los últimos tres meses.

Este crecimiento sostenido va de la mano con una fuerte adopción de las herramientas digitales. Actualmente, 2 de cada 10 litros cargados en la madrugada se canalizan a través de la aplicación oficial de YPF, lo que representa el doble de la penetración registrada el mes anterior. Además, más del 50% de los usuarios que hoy cargan de noche no lo hacían antes, lo que evidencia un cambio en los hábitos de consumo impulsado por incentivos concretos.

"La tecnología es un aliado clave para dar mejores servicios y mejorar la experiencia de nuestros clientes. Con la App YPF buscamos construir una ventaja competitiva sustentada en la eficiencia operativa y el crecimiento rentable de la red", afirmó Guillermo Garat, presidente de YPF Digital (YDI).

El beneficio que más tracciona esta nueva modalidad es el descuento del 3% en todos los combustibles entre las 00:00 y las 06:00 horas en toda la red de estaciones de servicio de YPF. En aquellas que tienen modalidad de autoservicio, el ahorro puede escalar hasta un 6%, siempre que el pago se realice a través de la App YPF.

"YPF lidera un proceso constante de innovación, que busca maximizar la rentabilidad, eficientizar sus operaciones y evolucionar la experiencia del cliente. La propuesta nocturna se integra con nuestro modelo diurno de máxima experiencia, ofreciendo un servicio integral y de alto valor", explicó Ignacio Millán, vicepresidente de Comercialización de la petrolera.

Esta iniciativa no solo busca aumentar las ventas en horarios tradicionalmente de baja demanda, sino también reducir tiempos de espera, descongestionar las estaciones en horas pico y fomentar el uso de tecnología para una experiencia más ágil y personalizada.

La App YPF, que ya contaba con millones de descargas, se consolida así como el canal preferido para operar en estaciones de servicio, transformando la relación entre el cliente y la red física. A medida que más estaciones incorporan la modalidad de autodespacho, YPF busca profundizar esta sinergia entre descuentos, eficiencia operativa y transformación digital.

BERTOTTO BOGLIONE

DESDE 1948 TRABAJANDO POR EL DESARROLLO DE NUESTRO PAÍS

MINERÍA

bertottoboglione @bertottobogliok

bertottoboglioneok bertotto-boglione

+54 03472 425095 - ventas@bertottoar.com

Marcos Juárez - Córdoba, Argentina

bertotto-boglione.com

ASME
SETTING THE STANDARD

AOG

XV ARGENTINA OIL&GAS EXPO 2025

5° Congreso Latinoamericano de Perforación, Terminación e Intervención de Pozos

Exposición Internacional del Petróleo y del Gas

8 - 11 SEP 2025

La Rural Predio Ferial
Buenos Aires, Argentina

www.aog.com.ar

Organiza:

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS

Realiza:

messe frankfurt

Horario: Lunes a Jueves de 13 a 20 hs.

Comercializa y Realiza: Messe Frankfurt Argentina - Tel: + 54 11 7078 4800

e-mail: aog@argentina.messefrankfurt.com