

Commitment
in motion

Cargo | Energy | Contract

¿Por qué Europa no invierte en Vaca Muerta pese a necesitar GNL desesperadamente?

Página 5

50 años de
compromiso
con la región

50 AÑOS | TB Cargo

Energía & Negocios **30** Internacional Años

Año XXXI N° 347 - Fundado en 1995 - Junio de 2025 - Petróleo, Gas & Electricidad

www.energiaynegocios.com.ar



Licitarán líneas de alta tensión y ampliarán la capacidad gasífera

El lento giro de la política energética: subsidios en caída, tarifas en ascenso

Página 10

Más turismo que petróleo: la fuga de dólares tensiona la balanza externa

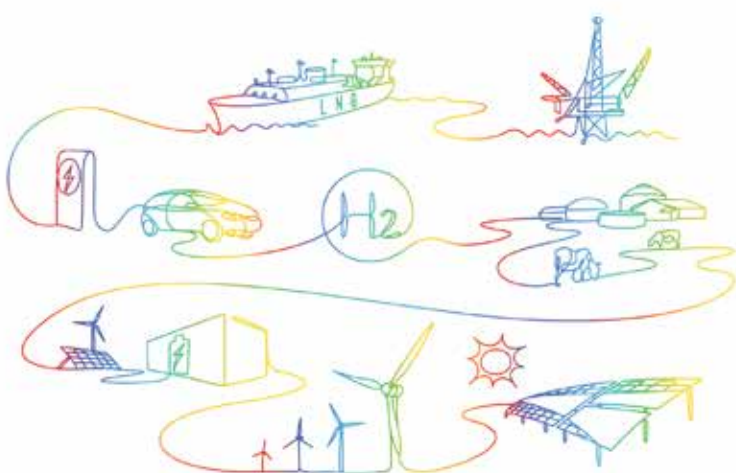
Página 12

TotalEnergy puso en marcha una línea de alta tensión en Neuquén

Página 14

Apagón ibérico: cuando la alta política choca con las exigencias técnicas

Página 18



TotalEnergies acompaña a la sociedad en la transición energética.

Descubrí los proyectos que desarrollamos para producir una energía cada vez más accesible, más sustentable, más confiable y disponible para la mayor cantidad de personas posible.
totalenergies.com/energy-transition



PETRÓLEO&GAS

Argentina sumaría 5.600 km de líneas de alta tensión y ampliará la capacidad gasífera

Con el frío la energía volvió al centro de la escena. Ante un sistema tensionado por años de desinversión, el Gobierno desplegó en mayo una secuencia de medidas que conforman una narrativa estratégica: expandir la red eléctrica, ampliar la capacidad gasífera, capitalizar el superávit energético de Vaca Muerta y redireccionar los subsidios para sostener la disciplina fiscal. El objetivo: convertir la abundancia de recursos en confiabilidad de suministro sin resignar equilibrio macroeconómico.

A pesar del mentado cambio climático y del calentamiento global, los días con menos de 5° llegaron en mayo al Conurbano bonaerense con puntualidad inglesa. Ese frío, combinado con la herencia de años de escasa inversión, convirtió al sistema energético en el centro de la agenda pública. En las últimas tres semanas, cuatro anuncios oficiales delinearón la respuesta del país a ese doble desafío: expandir la red eléctrica, desahogar un gasoducto clave, capitalizar el auge productivo de Vaca Muerta y reorientar los subsidios para que la factura pública no derroche

recursos en piletas climatizadas.

La secuencia de decisiones no es casual. El Gobierno la presenta como un arco narrativo que va desde la generación hasta el consumo final, con la macroeconomía como telón de fondo. Primero, elevar la capacidad de transporte eléctrico para que la oferta, cada vez más nutrida por renovables y por usinas a gas, llegue sin interrupciones a los grandes centros de carga. Segundo, ampliar el gasoducto Perito Moreno —ex Néstor Kirchner— para que el gas de Neuquén fluya con menos restricciones. Tercero, celebrar

el superávit comercial que Vaca Muerta ya genera y que promete engrosar las reservas del Banco Central. Y, finalmente, ajustar los subsidios residenciales de modo que la disciplina fiscal acompañe esa expansión física del sistema.

Más kilómetros, menos cuello de botella

El 29 de mayo la Casa Rosada presentó el Plan Nacional de Obras Prioritarias en Transporte Eléctrico, la mayor ampliación de la red de alta tensión en casi dos décadas. El programa suma 5.610 km de nuevas líneas (38 %

sobre la malla existente) y diecisiete estaciones transformadoras, con una inversión estimada en US\$ 6.600 millones que correrá a cargo de concesionarios privados bajo un modelo “construir-operar-mantener”. “Las líneas crecieron solo 8 % en diez años frente a una demanda que lo hizo al 20 %; el resultado es un sistema fatigado y vulnerable”, admitió el vocero Manuel Adorni al presentar la iniciativa. Entre las obras sobresale el corredor 500 kV Puerto Madryn—Choele Choele—Bahía Blanca, pasarela imprescindible para que los parques eólicos patagónicos aporten su energía al Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA). También figuran las interconexiones internacionales con Bolivia, Paraguay y, por primera vez, Tierra del Fuego, que quedará enlazada al SADI mediante un enlace submarino de 250 km. El diseño del plan ilustra la lógica de “generación donde hay re-

ursos, consumo donde vive la gente”. Las líneas Vivoratá—Plomer y Plomer—O’Higgins cerrarán el anillo bonaerense, mientras la traza Rodeo—Chaparro—La Rioja Sur blindará el Noroeste ante los saltos de demanda agrícola en estaciones de bombeo y riego. A la vez, tres campos estáticos de compensación (STATCOM) suavizarán la tensión en nodos críticos, reduciendo la probabilidad de apagones masivos como el de diciembre de 2022. El peaje a pagar por los usuarios será escalonado y comenzará a devengarse recién cuando cada obra entre en servicio, un guiño a la sensibilidad inflacionaria.

Cuello de botella

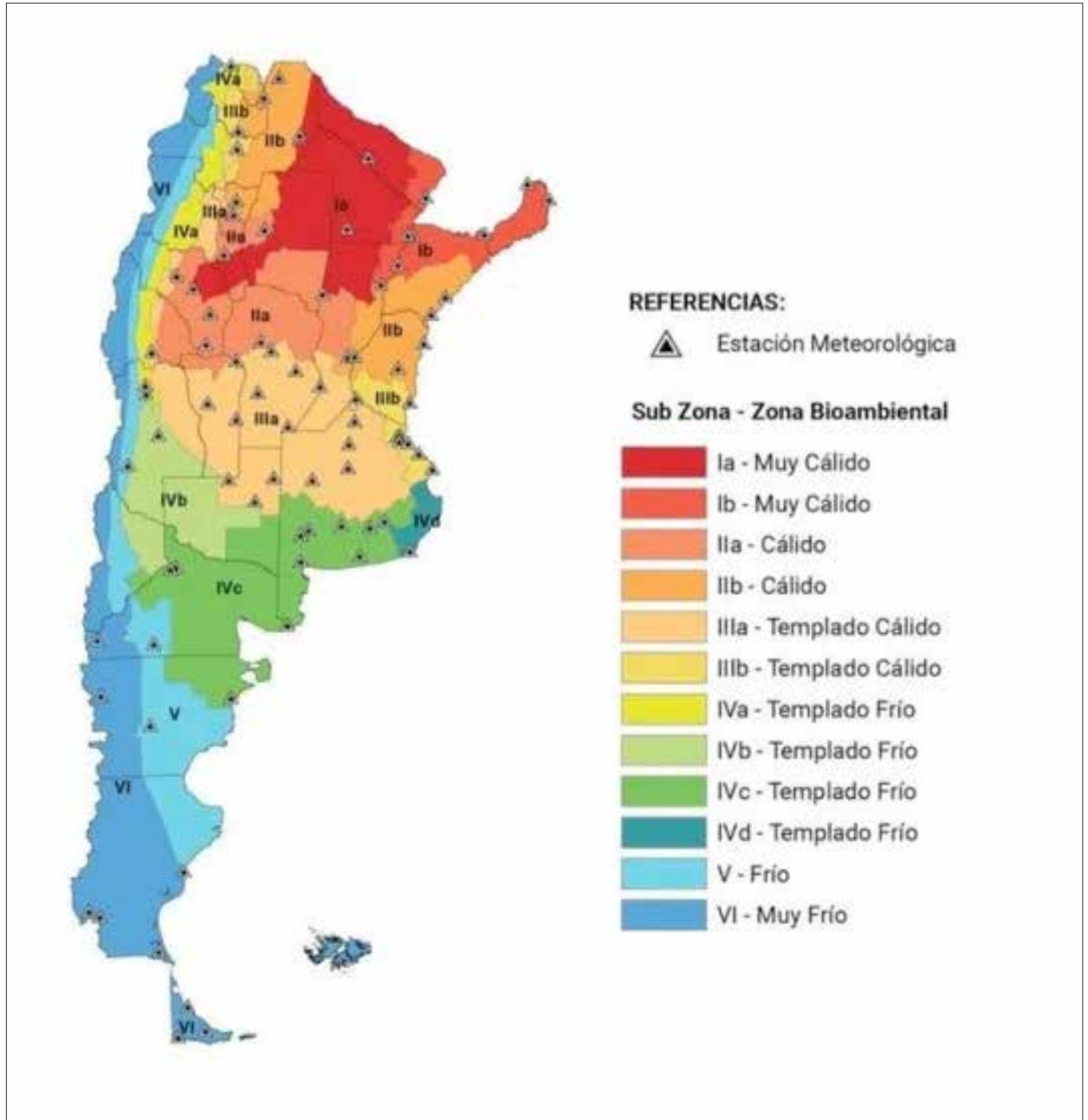
Energía Argentina (Enarsa) finalmente abrió la licitación para duplicar la capacidad de transporte del gasoducto troncal Perito Moreno, 570 km de caños que parten de Tra-tayén, en Neuquén, y desembocan en la red

Energix
www.energix.com.ar

COMPROMETIDOS CON
EL ÉXITO DE SU
NEGOCIO

troncal del Gran Buenos Aires. El pliego, reservado a oferentes nacionales e internacionales, prevé cinco nuevas plantas compresoras, con lo que el ducto pasará de 26 a 40 millones m³/día. El contrato adjudicará la operación por quince años antes de revertir los activos al Estado y fija el 7 de julio como fecha límite para recibir propuestas. Enarisa calcula ahorros de hasta US\$ 500 millones anuales en importaciones de GNL y un colchón adicional de gas para atravesar los picos de consumo invernal sin cortes industriales. *“Sin caño no hay exportación”*, recordó un funcionario, al aludir a la hoja de ruta que proyecta ventas firmes de gas a Chile, Brasil y Uruguay a partir de 2027.

La ampliación llega en un momento oportuno: en 2024, la demanda residencial invernal alcanzó picos de 170 millones m³/día, muy por encima de la oferta domesticada por el programa Plan Gas AR. El tramo extra de 14 MMm³/día se convertirá, así, en la primera señal concreta de la estrategia de iniciativa privada que el presidente Javier Milei impulsa para descomprimir el gasto público y atraer capitales al midstream. Con un tipo de cambio competitivo y un precio del gas regulado



al alza, las compañías productoras ven en el proyecto un vector de monetización que corre en paralelo al sueño mayor: licuar el excedente en plantas de LNG y venderlo al Atlántico norte.

La geología paga dividendos

Las tuberías se expanden porque la roca lo exige. Vaca Muerta,

la joya no convencional de la cuenca neuquina, cerró abril con 442.200 barriles diarios de petróleo (+21,7 % interanual) y 69,3 millones m³/día de gas (+7,3 %), empujando la producción nacional a 739.700 bbl/d y 136,7 MMm³/d, respectivamente. Esa oleada permitió que la balanza energética registrara un superávit de US\$ 573 millones en abril y

US\$ 2.684 millones en el primer cuatrimestre, cifras que contrastan con los déficits estructurales de la década pasada. El Ministerio de Economía proyecta un saldo positivo de hasta US\$ 8.000 millones en 2025 si se materializan las obras de transporte y se estabilizan los precios internacionales. «De promesa geológica pasamos a ancla ma-

croeconómica», se entusiasma un informe interno de la Secretaría de Energía.

Los beneficios trascienden la caja del Tesoro. El aumento de regalías ha generado un efecto derrame: Neuquén recaudó ARS 44.000 millones en los primeros cuatro meses del año, un 30 % real más que en 2024, y usará parte de esa renta para finan-

Energía&Negocios

Editor Responsable: María del Rosario Martínez: editor@energiasynegocios.com.ar
 Publicidad: publicidad@energiasynegocios.com.ar - Editado en Bs. As. - Argentina.
 Sarmiento 1389 piso 2 Capital Federal - Tel: + 54 11 4371- 6019 / 6107
 whatsapp +54 9 1176018323 Miembro de ADEPA.
 Las notas firmadas no necesariamente reflejan la opinión del editor.
 Prohibida su reproducción total o parcial (Ley 11.723) © E&N.
 www.energiasynegocios.com.ar



MARTELLI ABOGADOS

Sarmiento 1230, piso 9, C1041AAZ - Buenos Aires, Argentina

Tel +54 11 4132 4132

info@martelliabogados.com www.martelliabogados.com

ciar parques solares en Añelo y ampliar la red de fibra óptica provincial. A escala nacional, el superávit afloja la presión sobre las reservas del Banco Central y le concede al Ejecutivo un argumento sólido en la renegociación del programa con el FMI: el país comienza a pagar sus importaciones energéticas con su propia producción.

Subsidios bajo la lupa

Con los ingresos energéticos en alza, el Estado se propone concentrar el gasto en los hogares que realmente lo necesitan. El 27 de mayo la Secretaría de Energía oficializó la extensión a todo el país de la exclusión automática de countries, barrios cerrados y urbanizaciones premium del régimen de subsidios eléctricos y gasíferos. La medida, que ya inhabilitó a 15.500 usuarios del AMBA —el 44 % de los cuales se había autodeclarado de ingresos bajos—, ahorrará \$3.000 millones anuales y se implementará mediante georreferenciación de catastros, registros de

expensas y consumos “inusuales” (piletas climatizadas, bombas de riego). Los afectados podrán impugnar la decisión en la aplicación Mi Argentina, pero deberán acreditar vulnerabilidad económica. “La energía cuesta, y quien pueda pagarla debe hacerlo”, sintetizó Adorni.

Más allá del impacto fiscal, la segmenta-

ción busca enviar señales de precio a la demanda de altos ingresos —que llegó a consumir hasta el triple del promedio nacional— y liberar recursos para sostener la tarifa social, cuyo universo ronda los seis millones de usuarios. También es un requisito tácito del FMI para el desembolso de la próxima cuota del

acuerdo de facilidades extendidas. Según el IIEP (UBA-Conicet), los subsidios energéticos cayeron 66 % interanual real en abril y explican gran parte del superávit primario acumulado. Para los inversores, la señal es doble: el Estado limpia su balance y, al mismo tiempo, deja espacio tarifario para que transportistas y dis-

tribuidoras retribuyan capital sin shockear a los sectores vulnerables.

Una partitura común

Leídas en conjunto, las cuatro decisiones revelan una partitura coherente: más cables para que circule la electricidad, más caño para llevar el gas que la respalda, más hidrocarburos para exportar o desplazar importaciones, y menos subsidios indiscriminados que vacíen la arcas públicas. Todas comparten, además, un denominador financiero: el Estado habilita la inversión privada y reserva su esfuerzo fiscal para los tramos donde la rentabilidad social supera a la económica. El invierno 2025 pondrá a prueba la orquesta completa. Si las temperaturas repiten la frialdad de este mayo y el sistema responde sin sobresaltos, el Gobierno habrá ganado algo más que grados Celsius de confort: habrá demostrado que la política energética, bien armonizada, puede ser también una política de crecimiento y de disciplina monetaria.

Listado de obras de urgente y prioritaria ejecución

- AMBA I
- AMBA II + STATCOM Rodríguez (Buenos Aires)
- Línea 500 kV Vivotatá - Plomer (Buenos Aires)
- Línea 500 kV Plomer - O'Higgins (Buenos Aires)
- Línea 500 kV Puerto Madryn - Choele Choel (Río Negro) - Bahía Blanca (Buenos Aires)
- ET Comodoro Rivadavia Oeste 500/132 kV - 450 MVA (Chubut)
- Alternativa ESTE Línea 500 kV Río Santa Cruz - Puerto Madryn
- Alternativa OESTE Línea 500 kV CH Kirchner - Futaleufú - Piedra del Águila (Santa Cruz, Chubut y Neuquén)
- Línea 500 kV Río Diamante (Mendoza) - Charlone - O'Higgins (Buenos Aires)
- Línea 500 kV Rodeo - Chaparro - La Rioja Sur
- Línea 500 kV Malvinas - San Francisco (Córdoba) - Santo Tomé (Corrientes)
- Et El Espinillo 500/132 kV (Formosa)
- Línea 500 kV Lavalle - Chumbicha (Catamarca)
- Línea 500 kV Chaparro - Antofagasta de la Sierra (Catamarca) - Punta - Cobos (Salta)
- Línea Interconexión Internacional 500 kV Yaguaca (Bolivia) - Salvador Mazza (Salta) - San Juancito (Jujuy)
- Línea Interconexión Internacional 500 kV Villa Hayes (Paraguay) - Formosa
- Línea Interconexión 500 kV Santa Cruz - Tierra del Fuego

“dejenos manejar su presión..”

COMPLEMENTOS DESDE 10K HASTA 60K

www.casucci-sa.com

“la elección lógica”

¿Por qué Europa no invierte en Vaca Muerta pese a necesitar GNL desesperadamente?

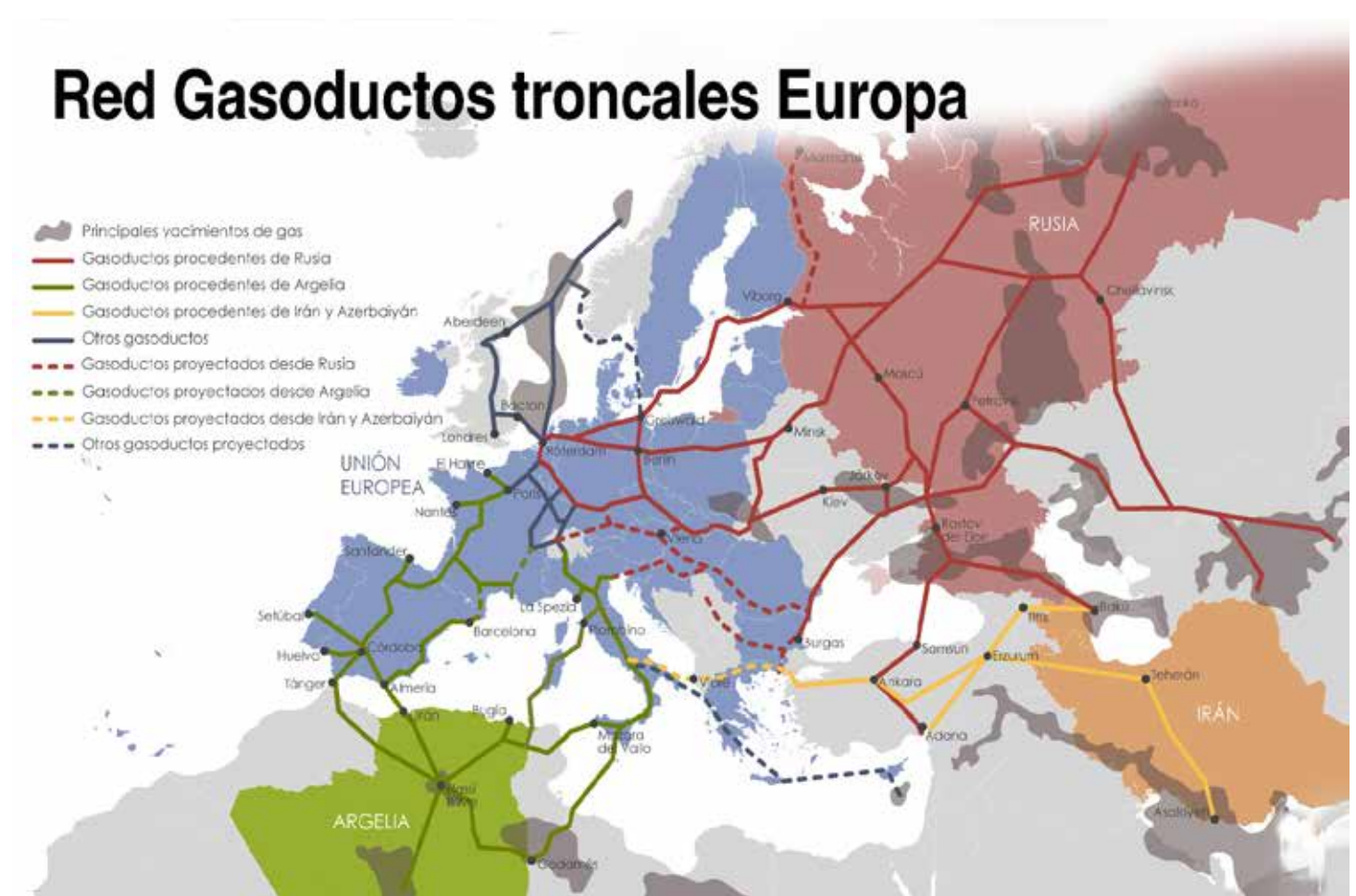
Desde la voladura de los gasoductos Nordstream, Europa atraviesa una crisis estructural de abastecimiento energético. Sin embargo, no ha volcado inversiones decisivas en el desarrollo de Vaca Muerta. El contraste con el frustrado proyecto con la malaya Petronas, dispuesta a financiar infraestructura de licuefacción en 2024, revela una paradoja geoeconómica profunda. Más allá del potencial del recurso, pesan la falta de previsibilidad macroeconómica, el desinterés estratégico de Bruselas, las limitaciones logísticas argentinas y el alineamiento atlántico que condiciona toda apuesta energética europea. En el tablero global del gas, la “seguridad energética” pesa más que la abundancia.

Tras la suspensión del suministro de gasoductos rusos —que en 2021 representaban el 40% del abastecimiento de la Unión Europea—, Bruselas emprendió una estrategia de diversificación acelerada, pero sobre bases pragmáticas.

La prioridad fue asegurar el suministro con socios confiables, predecibles y ya integrados en el mercado mundial de GNL. Así, Estados Unidos emergió como principal abastecedor desde 2022, seguido por Qatar, con contratos a largo plazo y una capacidad de expansión sólida. A ellos se suman Noruega (con gasoductos consolidados) y proveedores del norte de África como Argelia, Egipto y Nigeria, que gozan de proximidad mediterránea.

El Viejo Continente sigue urgido en diversificar sus fuentes de gas natural licuado (GNL), pero continúa apostando a proveedores tradicionales y omite una oportunidad que, sobre el papel, parecería incuestionable.

La pregunta clave es: ¿por qué, en un contexto de urgencia



energética tras el corte del suministro ruso, Europa no ha volcado inversiones decisivas en Vaca Muerta, una de las mayores reservas de gas no convencional del mundo? El interrogante revela una paradoja estratégica que, más allá de su aparente simplicidad, responde a factores geoeconómicos, políticos y logísticos profundamente estructurales.

Nada impide técnicamente que Europa invierta en infraestructura argentina. El capital existe. La tecnología también. Las

empresas operan en el país y conocen el potencial del recurso. Pero no lo hacen. ¿Por qué? Porque hacerlo implicaría construir una vía energética independiente de EE.UU., negociar con un socio periférico sin integración plena al sistema atlántico y aceptar un riesgo soberano que escapa a los manuales del mercado europeo.

Además, la Argentina no forma parte del entramado estratégico de seguridad energética de la OTAN o la UE. En los hechos, es vista como un provee-

dor potencial, pero remoto, inestable y no alineado.

Públicamente, los observadores de la geopolítica de la energía reproducen el discurso estándar: Argentina tiene inseguridad jurídica, falta de credibilidad macroeconómica y sus políticas desalientan inversiones. Adicionalmente, agregan que carece de una infraestructura de licuefacción operativa a escala exportadora, no posee buques metaneros propios ni contratos de largo plazo firmes, en fin.

El discurso público tiene buena parte de verdad: Argentina ofrece una constelación de obstáculos que minan cualquier posibilidad de comprometer capitales a largo plazo: controles de capital que dificultan la repatriación de dividendos, volatilidad normativa con cambios frecuentes en las retenciones y condiciones de exportación, una historia reciente de defaults y nacionalizaciones, y una inestabilidad política que reconfigura prioridades estratégicas con cada nuevo gobierno.

No obstante, algunas energéticas europeas mantienen sus posiciones desde hace décadas.

En consecuencia, los capitales europeos que operan en el país prefieren un enfoque de bajo riesgo: extraer valor a través de operaciones existentes, sin comprometerse con megaproyectos como plantas de licuefacción o infraestructura portuaria para exportación de GNL.

Por otra parte, el alineamiento atlántico condiciona las apuestas estratégicas. Desde 2022, la dependencia energética y militar de Europa respecto de Estados Unidos se ha profundizado, particularmente tras la guerra en Ucrania. En este nuevo marco, ningún actor europeo relevante quiere arriesgarse a comprometerse con un proyecto geoeconómico como un hub argentino de GNL sin el aval explícito de Washington.

El caso del frustrado proyecto de planta de licuefacción YPF-Petronas, que se desmoronó en 2024, es ilustrativo. Pese a su potencial transformador, el plan no

contó con respaldo financiero occidental, y las tímidas exploraciones hacia financiamiento asiático fueron desalentadas por presiones indirectas. Europa, claramente, no va a confrontar con EE.UU. por un gasoducto argentino si ya tiene garantizado el suministro norteamericano.

Lógica extractiva, no estratégica

Empresas francesas, alemanas y noruegas están presentes desde hace décadas en la Argentina y, más recientemente, en Vaca Muerta. Sin embargo, sus operaciones son relativamente limitadas. Operan como socios minoritarios, principalmente en proyectos destinados al consumo interno argentino, con precios regulados y márgenes acotados. En el mejor de los casos, se orientan al petróleo de exportación, más sencillo de monetizar.

Estas compañías no controlan el midstream (gasoductos troncales) ni el downstream (terminales de exportación). Su rol se

restringe al upstream —la extracción— sin asumir los riesgos financieros ni regulatorios de desarrollar infraestructura a gran escala.

Sin acceso ni control sobre la logística exportadora, no existen incentivos económicos suficientes para invertir miles de millones en instalaciones cuya rentabilidad dependería de regulaciones imprevisibles.

Las limitaciones logísticas estructurales

Argentina carece, aún, de las condiciones materiales necesarias para exportar GNL a escala global. Para ello, debería construir una o más plantas de licuefacción —como la proyectada en Bahía Blanca—, desarrollar puertos de aguas profundas aptos para recibir buques metaneros de gran calado y suscribir contratos de abastecimiento a 20 años con compradores firmes. Ninguno de estos pilares está actualmente garantizado: el Estado no los financiará y, al parecer, los privados tam-

poco, o se limitarán a proyectos de pequeña escala.

Europa, cuya política energética privilegia contratos seguros y estabilidad jurídica, no asumirá el riesgo de financiar toda la cadena exportadora sin condiciones mínimas de previsibilidad macroeconómica, infraestructura y alineamiento estratégico.

La aparente paradoja se disipa al mirar en detalle: Europa no invierte decididamente en Vaca Muerta porque Argentina, a pesar de su potencial geológico, no ofrece las condiciones políticas, económicas ni logísticas para convertirse en un proveedor confiable de GNL. Las reservas existen, pero la falta de infraestructura, la inestabilidad normativa, la presión geopolítica y la ausencia de una visión estratégica integral alejan a los capitales europeos de compromisos estructurales. En un mundo donde la energía es también —más que la abundancia— define quién entra al mapa de los proveedores globales.

Como contrapartida a las posiciones europeas, Vaca Muerta, genera fuerte interés en Estados Unidos. Una muestra fue la reciente visita del exsecretario de Energía de Donald Trump, Chris Wright, a la embajada

argentina en Washington, donde participó de una mesa de trabajo organizada junto al Council for a Secure America (CSA).

En el encuentro, que reunió a 23 empresas del sector —como Continental Resources y Valero Energy—, se destacó el potencial energético argentino, la productividad de Vaca Muerta y las reformas económicas de Javier Milei, en particular el régimen RIGI y el avance hacia la liberalización cambiaria.

El embajador Alec Oxenford subrayó que la energía es un eje prioritario en la relación bilateral y resaltó el rol estratégico de las empresas tecnológicas estadounidenses en el desarrollo del sector no convencional.

También se abordaron proyectos de infraestructura clave para potenciar las exportaciones de gas y petróleo.

Wright, con antecedentes en Liberty Energy y en el sector de energía nuclear, fue invitado a visitar la Argentina para profundizar la cooperación. Un día antes, la embajada también promovió inversiones en un desayuno encabezado por Susan Segal del Council of the Americas, con la participación de grandes firmas globales interesadas en el país.

IPH[®]

CABLES DE ACERO | ESLINGAS | ACCESORIOS

www.iphglobal.com | (5411) 4469 - 8100

Crosby THIELE YOKE

Suscríbase
Energía&Negocios

publicidad@energiaynegocios.com.ar

YPF mejoró en tiempo récord las instalaciones de la planta

Adaptan la refinería de Plaza Huincul al crudo de Vaca Muerta

El presidente y CEO de YPF, Horacio Marín, recorrió las nuevas instalaciones del Complejo Industrial de Plaza Huincul (Neuquén) que permitirán incrementar el procesamiento de crudo de Vaca Muerta. Hoy el 80 % del petróleo que refina la compañía proviene de sus operaciones en esa formación.

En un tiempo récord de 26 meses, se concretó la construcción de un nuevo horno y de una estabilizadora de naftas para incrementar el procesamiento de shale oil. A su vez, se instaló un nuevo compresor de gases de Topping que reducirá los costos de operación y optimizará su funcionamiento.

“El plan para mejorar la productividad y la eficiencia en todos nuestros complejos industriales está dando resultados y el complejo de Plaza Huincul es una muestra”, señaló Marín, al tiempo que destacó que los trabajos se hicieron sin ningún tipo de incidente y con los más altos estándares de seguridad.

Además, anunció que la refinería neuquina contará con su propio centro de monitoreo inteligente de última generación, al igual que el resto de los complejos industriales de YPF en el país.

Las obras de reforma que se realizaron en el Complejo son las

más importante en los últimos 50 años, con una inversión aproximada de 55 millones de dólares.

El Complejo Industrial de Plaza Huincul produce nafta Súper e Infinia y gasoil Grado 2 y combustibles pa-

ra aviones que se distribuyen en toda la Patagonia Norte.

Además, YPF Huincul posee la principal

planta productora de metanol del país, que abastece al mercado nacional e internacional.

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

Instagram | Facebook | X | LinkedIn | YouTube

La revolución silenciosa de la IA en Vaca Muerta: del análisis técnico a las decisiones estratégicas

Por Federico Esseiva,
Socio de Tandem*

La Inteligencia Artificial (IA) ha dejado de ser solo un tema de tecnología avanzada para convertirse en un recurso estratégico vital en diversas industrias, incluyendo la energética. En Argentina, uno de los territorios donde esta revolución tecnológica está cobrando especial relevancia es Vaca Muerta, una de las formaciones de shale oil y gas más importantes del mundo, reconocida por su capacidad para transformar radicalmente la matriz energética del país.

¿Por qué la IA es especialmente relevante en un contexto como el de Vaca Muerta? Porque se trata de un entorno marcado por altos niveles de incertidumbre económica, regulatoria y operacional. Los precios del petróleo son volátiles y difíciles de prever; las regulaciones ambientales son cada vez más exigentes, y las decisiones que se toman en esta cuenca implican inversiones multimillonarias y de largo plazo.

Hasta ahora, la aplicación de IA en Vaca Muerta se ha centrado principalmente en soluciones técnicas y operativas. Por ejemplo, existen casos exitosos de mantenimiento predictivo, donde algoritmos analizan grandes cantidades de datos operativos para anticipar fallas en equipos

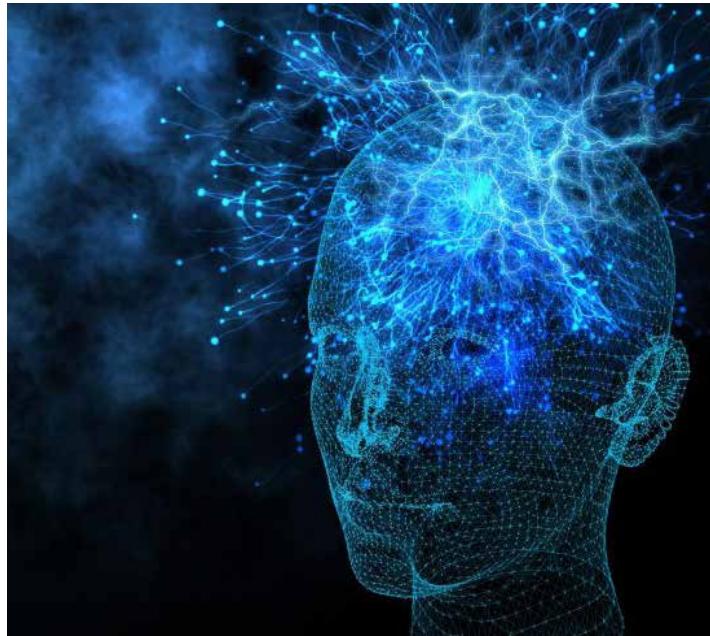
críticos, reduciendo así costos operativos y tiempos de parada.

Estos usos técnicos son fundamentales y han permitido importantes avances. Sin embargo, aún queda un campo amplio por explorar, con impacto potencial aún mayor: utilizar la IA en la toma de decisiones estratégicas del negocio. Aquí es donde entra en juego un nuevo paradigma: la Inteligencia de Decisión (Decision Intelligence).

Inteligencia Artificial y Decision Intelligence

En nuestra experiencia de los últimos años, hemos visto ejemplos concretos de decisiones tomadas sin suficiente análisis prospectivos y estocásticos: grandes inversiones lanzadas con información regulatoria limitada, con escenarios de mercado demasiado optimistas o sin tener en cuenta el balance del portafolio. Estas situaciones han terminado frecuentemente en sobrecostos, subrendimiento de los activos y retornos por debajo de lo esperado.

Las nuevas metodologías de Decision Intelligence proponen cambiar el enfoque: en lugar de preguntar "¿qué datos necesitamos?", plantea "¿qué decisiones necesitamos tomar?". Esta simple reformulación permite diseñar modelos de análisis alineados con los objetivos de negocio y estructurar



decisiones complejas incorporando datos, algoritmos y experiencia humana de manera integrada.

Según aprendizajes y proyectos en Tandem, una implementación estratégica efectiva de la IA puede pasar por tres grandes áreas:

Priorización de inversiones: La IA puede ayudar a evaluar múltiples escenarios en tiempo real y considerar variables críticas como fluctuaciones del mercado, riesgos geopolíticos y cambios regulatorios. Pero lo relevante no es solo la capacidad técnica, sino la posibilidad de diseñar modelos de decisión que clarifiquen alternativas, criterios y trade-offs, bajo incertidumbre. Decision Intelligence aporta una metodología para estructurar decisiones de alto impacto, incluyendo mapeo de objetivos, generación de alternativas y evaluación probabilística de resultados esperados.

Agilidad ante señales tempranas del entorno: Los algoritmos

inteligentes pueden detectar patrones emergentes en precios o regulaciones. Pero sin una estructura organizativa que traduzca esos insights en decisiones concretas, el valor se pierde. Aquí es donde DI orquesta el ciclo completo: desde el insight hasta la acción, asegurando que el conocimiento fluya hacia quienes deben decidir, con gobernanza, transparencia y aprendizaje colectivo.

Anticipación de desvíos operativos y estratégicos: Al identificar patrones ocultos en los datos, la IA puede alertar sobre desvíos antes de que impacten el EBITDA. Pero lo central es que DI permite decidir con mejor información, menos sesgos y menor ruido, diseñando herramientas que prioricen alternativas en función de objetivos de negocio, restricciones y riesgos asociados.

Ya no se trata únicamente de simples alertas personalizables como conocemos hace años. Estamos hablando de la capacidad de

estar 24/7 analizando y razonando sobre un contexto enorme de variables inabarcables para el ser humano. Mientras que la IA está avocada a identificar matices, detectar y prevenir; nosotros podemos seguir decidiendo estratégicamente con toda la información que recaba y conecta la nueva tecnología.

Porque en un contexto como el de Vaca Muerta, la tecnología por sí sola no alcanza para mejorar la calidad de las decisiones estratégicas. El verdadero diferencial está en cómo los líderes diseñan, integran y utilizan estas herramientas. La Inteligencia Artificial debe actuar como una extensión del juicio humano, potenciándolo sin reemplazarlo. En ese sentido, quienes toman decisiones en este sector se convierten en directores de orquesta: coordinan equipos, integran tecnologías y marcan el ritmo adecuado, asegurándose de que cada elemento contribuya a una decisión clara, sólida y alineada con los objetivos estratégicos del negocio.

El diferencial: decidir mejor y más rápido

El valor estratégico de la IA no radica únicamente en los datos, sino en cómo se integran con la lógica de negocio para mejorar la calidad y velocidad de las decisiones. El objetivo principal es

desbloquear el potencial total en cada proyecto con una propuesta de arquitectura de las decisiones donde la tecnología, el análisis y la experiencia se combinan para diseñar elecciones más inteligentes, replicables y medibles.

La pregunta clave hoy no es si la IA tiene potencial, sino cómo pasar del dato a la acción con impacto real. El mensaje es claro: en contextos donde cada decisión implica millones, un buen análisis vale oro, pero un excelente proceso decisorio, apoyado por IA, vale mucho más.

La revolución silenciosa de la Inteligencia Artificial ya comenzó en Vaca Muerta. Las empresas energéticas que logren despertar del piloto automático y pensar sus decisiones estratégicas con un enfoque estructurado de Decision Intelligence, obtendrán una ventaja competitiva difícil de superar.

La revolución comenzó. La pregunta es: ¿tu organización está preparada para liderarla?

**Federico Esseiva es socio de Tandem y lidera la operación en Sudamérica. Está al frente de proyectos de asesoramiento estratégico a empresas de primer nivel en los sectores de Oil & Gas y Minería, tales como YPF, Pan American Energy, Tecpetrol, Codelco, Techint, Chevron, entre otras. En el ámbito académico es profesor universitario de Planeamiento Estratégico y Toma de Decisiones de prestigiosas universidades de Argentina. Es coautor del libro Teoría de la Decisión editado por Pearson.*

Federico es graduado en Administración por la Universidad de Buenos Aires (Argentina).

Obras en Puerto de Coronel Rosales que amplían capacidad de exportación



Una nueva obra de infraestructura se inauguró en el Puerto Público de Coronel Rosales, que le permitirá a la terminal casi duplicar su capacidad de movilizar petróleo y la consolida así como el puerto de salida de la producción de Vaca Muerta.

Se trata del proyecto Rosa Negra, del operador logístico Otamerica, y es una de las inversiones en curso más grandes del país. La nueva etapa de ampliación de la terminal tiene como objetivo casi duplicar su capacidad para movilizar crudo (pasará de 480.000 m³ a 780.000 m³).

Por Coronel Rosales pasa el 70 % del petróleo crudo del país, y estas nuevas obras darán una respuesta estructural al incremento de la producción de petróleo prevista en Vaca Muerta durante los próximos años, indicó el gobierno de Buenos Aires.

La obra comenzó en marzo de 2023 y sus diferentes etapas se extenderán hasta el 2026. En esta oportunidad se realizó la inauguración formal del tramo que contempla dos nuevos tanques de 50.000 metros cúbicos de almacenamiento, el muelle, y su sistema de bombeo para poner operativas estas instalaciones. El monto total de la inversión es de U\$S 600 millones.

La planificación pública genera las condiciones y acompaña el desarrollo de las inversiones privadas. Esta inversión está directamente vinculada al Proyecto Duplicar, impulsado desde el Gobierno Nacional en su gestión anterior. Su importancia radica en la mejora de las condiciones para el almacenamiento y transporte de la producción de petróleo.

Su objetivo es aumentar de forma permanente la capacidad de transporte de Oldelval, desde la Cuenca Neuquina a la zona de Bahía Blanca y Coronel Rosales, para acompañar el crecimiento de producción de crudo.

“Se trata de la inversión más importante en curso en Buenos Aires. Esto posicionará a la Provincia como un eje central en la movilización de combustibles de Argentina y le dará un enorme impulso a la actividad portuaria”, manifestó el subsecretario de Asuntos Portuarios del Ministerio de Producción, Ciencia e Innovación Tecnológica de la Provincia, Juan Cruz Lucero.

Por su parte, Guillermo Blanco, vicepresidente de Otamerica Argentina, destacó que *“Esta obra es parte de la respuesta que nuestro país necesita para convertir el potencial de Vaca Muerta en desarrollo económico real. No se trata de una ampliación aislada, sino de infraestructura pensada para dar escala, agilidad y eficiencia a un sistema energético en expansión”.*

“La Argentina tiene en la cuenca neuquina uno de los principales reservorios de hidrocarburos no convencionales del mundo. Pero este recurso, sin capacidad logística adecuada, es un capital inmovilizado”, señaló.

Estas inversiones fortalecen la relación entre el puerto y los ciudadanos y benefician a las pymes del sector por la compra de materiales y servicios necesarios para la construcción. Además de Juan Cruz Lucero y Guillermo Blanco, estuvieron presentes también en la inauguración el intendente local Rodrigo Aristimuño; y el presidente del puerto, Diego Piñero.

La obra integral contempla tres etapas de construcción, que incluyen: Un muelle de 2.000 metros con capacidad para operar buques Panamax y similares, de hasta 160.000 toneladas, seis (6) tanques de almacenamiento de 50.000 m³ cada uno (tres ya están operativos), una nueva estación de bombeo, una subestación eléctrica, infraestructura de seguridad y sistemas de tuberías de recepción y exportación.

El oleoducto estará operativo a fines de 2026

Iniciaron la soldadura del VMOS

La energética YPF comunicó el inicio de la soldadura automática en la línea del Oleoducto VMOS (Vaca Muerta Oleoducto Sur), en cercanías a la localidad de Chelforó, Río Negro. Se trata de un hito en el avance de esta obra que habilitará la exportación a gran escala de petróleo producido en yacimientos de la formación no convencional Vaca Muerta, en Neuquén.

El presidente y CEO de YPF, empresa de mayoría accionaria estatal, Horacio Marín, presenció la tarea y sostuvo que *“Vaca Muerta Oleoducto Sur es estratégico para el país y es una muestra de que los privados podemos financiar y construir este tipo de infraestructura y generar valor para la Argentina”*.

VMOS es un consorcio de empresas líderes de la industria energética del país integrado por YPF, Pan American Energy, Vista Energy, Pampa Energía, Chevron Argentina, Pluspetrol y Shell Argentina para la construcción y opera-



ción del oleoducto Vaca Muerta Sur.

Previo a esta visita, las autoridades de YPF y de la UTE Techint-Sacde, a cargo de las obras, recorrieron el campamento de la constructora ubicada en la localidad de Chichinales, donde pudieron ver el acopio de caños y la planta soldadora de doble junta. El proyecto contempla la construcción de un ducto de 437 kilómetros más una terminal de exportación que convertirá a Argentina en un exportador glo-

bal de energía y posibilitará ingresos por 15 mil millones de dólares para 2030, se calcula. Se estima que el oleoducto va a estar operativo para fines del 2026, con una capacidad de transporte de 180.000 barriles y que se va a llegar al 2027 con 550.000 barriles día.

Avances VMOS

La construcción de oleoducto fue adjudicada a la UTE Techint-Sacde. Ya se realizaron 300 kilómetros

de apertura de pista y más de 60 de desfiles de tubos. Además, se incorporó una soldadora de doble junta, que permite acelerar la producción al soldar de forma industrial e itinerante caños de 12 metros para transformarlos en caños de 24.

Se trata de una técnica de construcción similar a la aplicada en el tendido del gasoducto troncal GPNK, ahora rebautizado GMP. En este tramo de la obra ya hay 500 trabajadores en plena actividad. También, se avanza

con la construcción de la cabecera de bombeo de Allen y la de Chelforó. En Punta Colorada, en tanto, ya se construye la terminal de almacenamiento, que tendrá inicialmente entre 5 y 6 tanques de 120 metros cúbicos.

Las chapas para su construcción ya comenzaron a llegar al país. Además, ya se encuentra compradas las dos monoboyas que habilitará la carga de los barcos VLLC, que por primera vez podrán operar en el país.



EL FUTURO ES ENERGÍA

pluspetrol

El saldo positivo de Abril fue de US\$ 573 millones

V. Muerta impulsa la balanza comercial energética

En abril, la balanza comercial energética de Argentina registró un saldo positivo de 573 millones de dólares y alcanzó los 2.684 millones de dólares en el primer cuatrimestre del año gracias al crecimiento sostenido de la producción de hidrocarburos en Vaca Muerta, destacó la Secretaría de Energía.

Durante el mes pasado, las exportaciones de combustibles y energía alcanzaron los 851 millones de dólares, mientras que las importaciones se ubicaron en 278 millones. Este desempeño permitió un saldo comercial positivo y reafirma el rol del sector como generador de divisas para el país.

En este sentido, la producción no convencional en Vaca Muerta fue determinante. La producción de petróleo alcanzó los 442,2 mil barriles diarios, lo que representa un incremento interanual del 21,7%.

En tanto, la producción de gas natural llegó a los 69,3 millones de metros cúbicos por día, con un crecimiento del 7,3% en com-

paración con abril del año anterior.

A su vez, en la producción global de abril, el petróleo alcanzó los 739,7 miles de barriles diarios,

mientras que la producción de gas fue de 136,7 millones de metros cúbicos por día.

Estos resultados reflejan el dinamismo de Vaca Muerta y su im-

pacto positivo en el conjunto del sistema energético argentino. Al mismo tiempo, consolidan el momento favorable que atraviesa el sector, que conti-

núa ampliando su capacidad productiva, fortaleciendo su perfil exportador y contribuyendo al desarrollo económico del país, señaló la S.E.

CONSTRUIMOS EL PRESENTE Y EL FUTURO

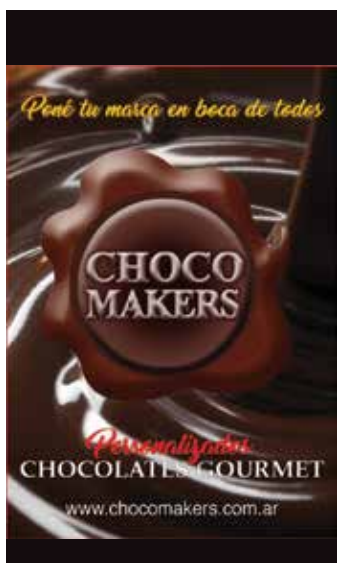
80 años diseñando y construyendo los proyectos más desafiantes alrededor del mundo para los segmentos de oil & gas, energía, minería, plantas petroquímicas e industriales, downstream, y obras civiles de infraestructura y arquitectura.

Reversión Gasoducto Norte (RGN),
Córdoba, Argentina.



TECHINT
Ingeniería y Construcción

techint.com



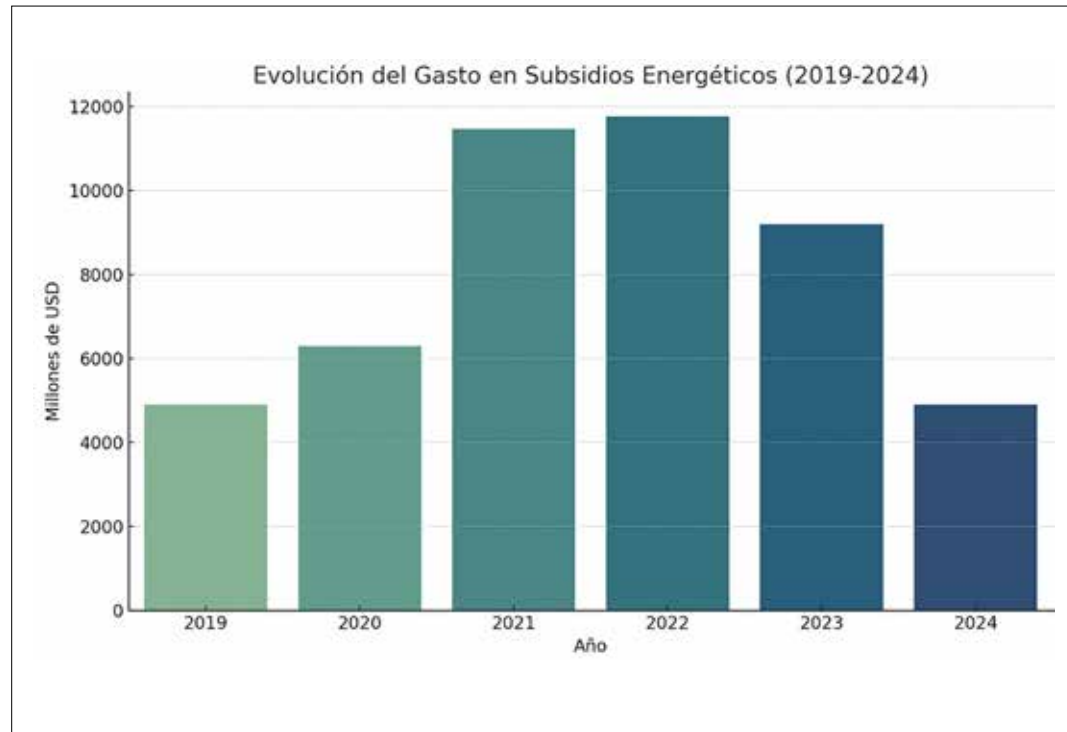
El lento giro de la política energética: subsidios en caída, tarifas en ascenso

En medio de una transición energética marcada por restricciones fiscales y una inflación aún elevada, el Gobierno nacional avanza con una redefinición profunda del esquema de subsidios a la energía.

Los datos de mayo 2025, publicados en el informe “Tarifas y Subsidios – Mayo 2025” elaborado por el Observatorio de Tarifas y Subsidios del Instituto Interdisciplinario de Economía Política (IIEP), una institución conjunta de la Universidad de Buenos Aires (UBA) y el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), revelan un cambio estructural en la relación entre gasto público, precios mayoristas y tarifas finales que impacta de forma directa sobre millones de hogares argentinos.

Menos subsidios, más señal de precio

El gasto en subsidios energéticos cayó un 66% interanual real en abril de 2025, confirmando una tendencia descendente que ya había sido antici-



pada en los primeros meses del año. Este ajuste —motorizado tanto por aumentos tarifarios como por recortes en los segmentos altos— llevó el desembolso acumulado a abril a US\$ 1.560 millones, frente a los US\$ 4.660 millones del mismo período en 2024.

Este retroceso devuelve los niveles de asistencia al rango observado en 2019, año que marcó el fin del anterior ciclo de contención tarifaria.

El impacto es doble: por un lado, se libera presión sobre las cuentas públicas —el gasto en subsidios representó solo el 0,9% del PBI en el primer

cuatrimestre—; por otro, se traslada progresivamente el costo real de la energía al usuario final.

El 95% del gasto en subsidios energéticos corresponde a los segmentos de electricidad (60%) y gas (36%). El resto se distribuye entre el Fondo Compensador al Interior (transporte y distribución) y otros programas menores.

En el caso de la electricidad, la cobertura estatal sobre el precio mayorista cayó al 30%, mientras que en el gas se ubica en torno al 40%, lo que implica que los usuarios residenciales y comerciales afrontan una proporción ca-

da vez mayor del costo real. A esto se suman segmentaciones geográficas (como la exclusión automática de urbanizaciones premium) y climáticas (zonas frías), lo que introduce una diferenciación más refinada en el reparto de beneficios.

El ascenso de las tarifas reales

En paralelo, las tarifas reales —ajustadas por inflación— comenzaron a recuperar terreno tras años de congelamiento. Las estimaciones de la Secretaría de Energía muestran un aumento de más del 60% en términos rea-

les respecto a abril de 2024, lo que se traduce en una mayor carga sobre los hogares de ingresos medios y altos, que han dejado de recibir compensaciones generalizadas. Para los hogares N1 (ingresos altos), la quita de subsidios ya es prácticamente total. En el caso de los hogares N2 (ingresos bajos), se mantiene una cobertura de entre el 80% y el 85%, mientras que los N3 (segmento medio) enfrentan un esquema intermedio, con quitas progresivas que dependen del consumo y la localización geográfica.

Subsidios focalizados y ahorro fiscal

El nuevo régimen establece un tope de consumo subsidiado para los usuarios N2 y N3, medido en kWh/mes para la electricidad y en m³/mes para el gas, por encima del cual rige el costo pleno. Esta política busca inducir eficiencia, contener el gasto público y reducir la regresividad del sistema anterior, donde los hogares de mayores ingresos recibían pro-



porcionalmente más transferencias que los sectores vulnerables.

En los primeros cinco meses del año, el superávit fiscal primario se consolidó en parte gracias al recorte de subsidios energéticos, que explican buena parte del ahorro registrado por el Tesoro. Si bien persisten tensiones sociales derivadas de los aumentos, el Gobierno sostiene que el esquema vigente representa una senda sostenible tanto económica como ambientalmente.

Una política que se ancla en números

- Gasto en subsidios acumulado enero-abril 2025: USD 1.560 millones.

- Gasto equivalente enero-abril 2024: USD 4.660 millones.
- Reducción interanual real: -66%.

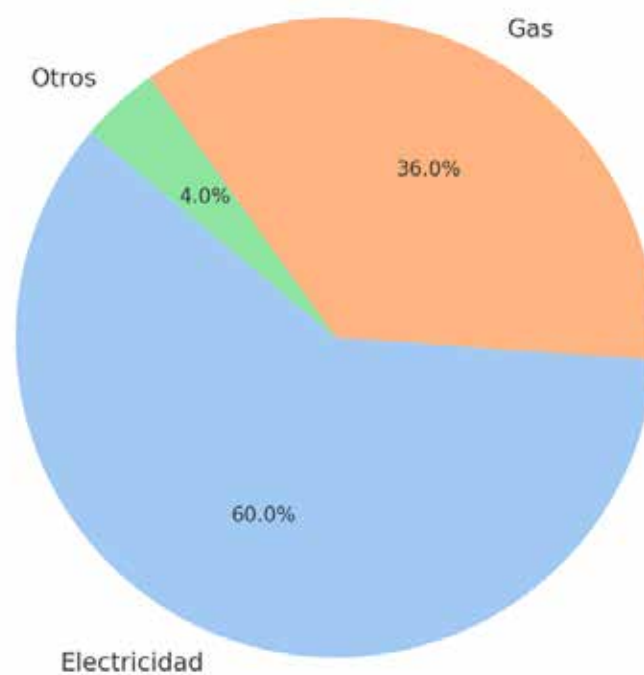
- Peso sobre el PBI (estimado anual 2025): 1.1%.
- Distribución: Electricidad 60%, Gas 36%,

- Otros 4%.
- Tarifa real promedio: +60% vs. abril 2024.
- Lejos de constituir un ajuste silencioso,

la transformación del régimen de subsidios energéticos representa un giro de fondo en la estrategia fiscal y energética del país. La convergencia hacia precios reales, la focalización del gasto y la desregulación parcial de tarifas configuran un nuevo escenario donde la eficiencia, la equidad y la sostenibilidad económica vuelven a ocupar el centro del tablero.

¿Será capaz el sistema de sostener esta trayectoria en medio de un invierno que se anticipa riguroso y con presiones sociales en aumento? La respuesta dependerá no solo del termómetro, sino de la consistencia de las decisiones políticas.

Distribución del Gasto en Subsidios - Abril 2025



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



ENTIDADES ADHERIDAS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Av.de Mayo 633 Piso 2 Oficina 12 (1084)
Capital Federal Buenos Aires Argentina -Telefono: 4342-4804 - Fax 4342-9394

cecha@cecha.org.ar
www.cecha.org.ar

Más turismo que petróleo: la fuga de dólares vuelve a tensionar la balanza externa

En mayo de 2025, el delicado equilibrio externo argentino volvió a cruji: mientras las reservas del Banco Central se vieron afectadas por la fuga de capitales vinculada al carry trade y un aumento sostenido de importaciones, el déficit por turismo emisivo superó incluso al superávit energético. En medio de advertencias del mercado y del FMI sobre la sostenibilidad del modelo, los datos oficiales confirman un deterioro en la cuenta corriente que pone presión sobre el tipo de cambio y anticipa nuevas exigencias del organismo internacional ante los próximos vencimientos de deuda.

Durante mayo de 2025, las operaciones de carry trade —donde inversores aprovechan las altas tasas en pesos para luego recomprar dólares— provocaron una salida neta de divisas significativa. Esta dinámica contribuyó a una caída de US\$ 2.106 millones en las reservas del Banco Central.

El mes anterior, las importaciones crecieron un 37,3% interanual, alcanzando los US\$ 6.460 millones. Este aumento se debió principalmente a mayores compras de bienes de capital, bienes intermedios y vehículos, reflejando una recuperación de la actividad económica y una mayor demanda de insumos.

No obstante, durante la última semana de mayo, el equilibrio externo de Argentina volvió a estar en el centro

del análisis económico, al evidenciarse que el ingreso de dólares por exportaciones energéticas no logra compensar la fuerte salida de divisas asociada al turismo emisivo. Así lo reflejan los datos del Banco Central y del INDEC: en los primeros cuatro meses de 2025, el déficit por turismo se cuadruplicó en relación al año anterior, alcanzando los US\$ 3.613 millones, mientras que el sector energético, aún en expansión, aportó US\$ 2.404 millones en el mismo período. En abril, el saldo negativo por turismo fue de US\$ 863 millones, más del doble que en 2024, en un contexto en el que las salidas de argentinos al exterior batieron récords históricos. Los datos oficiales muestran una tendencia clara: abril fue el tercer mes de mayor turismo



emisivo desde que se tiene registro, y el primer cuatrimestre de 2025 marcó un récord absoluto en salidas del país. Aunque el Banco Central matizó que cerca del 60% de estos consumos en el exterior son pagados con dólares propios o vía mercado bursátil —lo que limitaría el drenaje directo de reservas—, economistas y operadores del mercado consideran que la salida de divisas, en términos macroeconómicos, es igualmente significativa.

Este cuadro refuer-

za las advertencias del mercado y del propio FMI sobre la sostenibilidad del modelo externo. El artículo IV del Fondo, previsto para los próximos meses, probablemente incorpore este desequilibrio en su diagnóstico. Figuras como Alfonso Prat-Gay elogiaron la salida del cepo cambiario pero alertaron sobre la debilidad de la cuenta corriente, el atraso cambiario y la necesidad de una corrección. De hecho, el propio FMI ha sugerido que, tras un eventual nuevo acuer-

do, el dólar oficial debería ubicarse un 20% por encima del valor anterior, lo que implica un tipo de cambio de aproximadamente 1.316 pesos, frente a los 1.200 actuales. La presión sobre el tipo de cambio y el deterioro externo vuelven a aparecer como riesgos latentes en el modelo. Sobre todo teniendo en cuenta que se vienen compromisos significativos en 2025, incluyendo pagos al Fondo Monetario Internacional (FMI) por US\$ 2.793 millones y al sector privado por US\$ 7.600 millones. Estos desembolsos representan una carga considerable sobre las reservas internacionales. El mercado especula con que el FMI le dará una ayuda a "Toto" Caputo, siguiendo las recetas tradicionales de "palo y zanahoria"

PALEO HNOS

Más de 50 años transportando líquidos a granel

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



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



El consorcio también planifica el “gasoducto dedicado”

SESA prevé la exportación de GNL en barcos procesadores a finales del 2027

Marcos Pourteau, Manager del proyecto encarado por Southern Energy S.A. (SESA) para la producción de Gas Natural Licuado (GNL) en barcos procesadores, y su colocación en el mercado internacional, reafirmó que “en el último trimestre de 2027 estará operando el buque Hilli Episeyo” con gas proveniente de la Cuenca Austral, y que en 2028 llegará para sumarse el MKII. Ambos barcos -ex metaneros, reconvertidos- son aportados por la empresa Golar LNG, participante del consorcio SESA.

A partir del ingreso de YPF, los socios en Southern Energy tendrán la siguiente participación accionaria: PAE (40 %), Pampa Energía (20 %), YPF (15 %), Harbour Energy (15 %) y Golar LNG (10 por ciento).

Southern Energy tiene previsto una inversión estimada de U\$S 2.900 millones en los primeros 10 años del proyecto. La inversión total calculada es de U\$S 7.000 millones en toda la cadena de valor a lo largo de 20 años.

Con las dos plataformas flotantes operando se proyecta una producción de 27 millones de metros cúbicos día (11,4 MMm3/d del Episeyo y 15,6 MMm3/d del MKII), unos 6 millones de toneladas año de exportación.

Pero esto último, ya procesando gas originado en Vaca Muerta, para lo cual deberá estar construido un “gasoducto dedicado” de 500 kilómetros desde Tratayen (Neuquén) hasta un puerto marítimo de aguas profundas en San Antonio Oeste (Río Negro).

Al gasoducto debe sumarse también la instalación de una planta separadora, una planta compresora, y la infraestructura portuaria que permita operar barcos de apoyo logístico para el transporte del personal y su atención en tierra, y para el aprovisionamiento de los buques procesadores, que estarán ubicados a 4,5 kilómetros de la costa en el GSM, anclados al lecho marino mediante un sistema especial de amarre.

El proyecto de SESA se desarrolla entonces en dos fases operativas, la primera en base al aprovisionamiento con gas transportado desde Tierra del Fuego por el Gasoducto troncal San Martín. En esta etapa la producción y exportación de GNL será estacional aprovechando los meses de menor demanda interna de gas natural.

Queda por realizar la infraestructura para interconectar el sistema de ductos con el buque procesador Hilli Episeyo, con una inversión de 300

millones de dólares aportados por los productores asociados al proyecto.

Luego, con la nueva infraestructura del gasoducto específico desde Neuquén se alcanzará la fase de producción para la exportación durante todo el año.

Acerca del “gasoducto dedicado”, Pouteau refirió que se está analizando en detalle (técnico y económico) el tendido para ver “como se optimiza la conexión de Vaca Muerta con el Golfo San Matías. Es fundamental tener el mínimo costo posible del transporte del gas”, en un mercado internacional muy competitivo.

Consideró al respecto que “hacia fin de este año se definirán las características del gasoducto dedicado y la inversión a realizar” por parte del sector privado.

Acerca de la construcción de dicho gasoducto agregó que “trabajamos en el análisis de todas las alternativas, ya sea la construcción propia, o en manos de terceros”. Y respecto de la tarifa a aplicar por el transporte del gas sostuvo que se negociará en forma privada ya que se trata de un gasoducto dedicado de exportación y por lo tanto estará fuera del sistema regulado.

El Project Manager expuso en un encuen-

tro (virtual) organizado por el MEGSA (Mercado Electrónico del Gas), sobre la producción y comercialización internacional del GNL, las posibilidades de inserción desde Argentina a partir de la gran disponibilidad del recurso en Vaca Muerta, y la tarea de sondeo de potenciales compradores del futuro GNL local, en la región (particularmente Brasil), en Europa y en Asia, en el contexto de la transición energética mundial.

Acerca de los mercados de destino del GNL argentino sostuvo que “queremos tener nuestro portafolio de clientes definido lo antes posible”. “Brasil es importador de GNL en volúmenes que varían entre 2 y 5 millones de toneladas año según varía la disponibilidad de la producción hidroeléctrica en el país. Es un mercado con costo de transporte bajo visto desde Argentina, pero además hay que considerar que también será un mercado para el gas exportado por ductos desde Vaca Muerta”.

“El mercado de GNL es muy arbitrado a nivel internacional, tiene actores importantes como Estados Unidos, Australia y Qatar. Y Argentina podría integrar un segundo grupo de exportadores”, consideró Pourteau al describir una serie de

contactos realizados en Asia y Europa.

“Son proyectos expuestos a los precios internacionales, desde ya que los socios en Southern Energy (PAE, YPF, Pampa, entre ellos) esperan que sea rentable”. Las ventas serán FOB, es decir que los clientes vienen a buscar la carga. Habrá ventas a término, con contratos a distintos plazos, 3, 5, 10, 15 años, en base a fórmulas aplicadas internacionalmente.

Estamos construyendo nuestro portafolio. seguiremos negociando para definir condiciones de contrato, describió. Un precio de referencia actual es u\$S 10 el MBTU.

Pourteau destacó además las mejores condiciones que acarrea a este tipo de proyectos la aprobación del Régimen de Incentivos para las Grandes Inversiones (RIGI), y el impulso a las exportaciones del rubro.

“El año pasado se presentó el pedido del RIGI para el proyecto original (Hilli Episeyo), se aprobó el estudio de impacto ambiental, y este año se obtuvo la aprobación del permiso de exportación: Ahora estamos trabajando para la incorporación al mismo esquema del MKII ya que el RIGI prevé la ampliación del proyecto”, describió Pourteau.

El proyecto demandó una inversión de US\$ 33 millones

TotalEnergy puso en marcha una línea de alta tensión en Neuquén

Total Austral, filial de TotalEnergies en Argentina, anunció la puesta en funcionamiento de una Línea de Alta Tensión en Neuquén. La misma permite conectar su planta de tratamiento Aguada Pichana Este a la red eléctrica nacional. La obra se realizó con la colaboración del Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN) y representa la primera etapa de la electrificación de la planta, que será abastecida con energías renovables.

Total Austral realizó el tendido de la Línea de Alta Tensión, de 132 kV y 43 km de extensión, para unir la estación transformadora con una nueva, que fue construida desde cero en las inmediaciones de la planta de Aguada Pichana Este. Además, realizó una ampliación de la Estación Transformadora de Loma Campana, el punto de conexión a la red eléctrica nacional más cercana a sus instalaciones.

Gracias a este proyecto de electrificación, que requirió de una inversión de 22 millones de dólares de TotalEnergies junto a sus socios, sumado a una inversión adicional de la compañía de 11 millones de dólares en el parque solar Amanecer en Catamarca, la planta de Aguada Pichana Este ya opera con energía



eléctrica, y una parte significativa proviene de fuentes renovables.

Asimismo, este proyecto permite inyectar 13 millones de metros cúbicos de gas por año al mercado nacional.

“La electrificación de Aguada Pichana Este representa un hito fundamental por el trabajo en equipo con la Provincia del Neuquén y a su vez, abre la puerta al abastecimiento con energía renovable de la planta”, dijo Catherine Remy, Country Chair de TotalEnergies en Argentina, *“esto implica más energía con menos emisiones”.*

Habiendo puesto en servicio todos los equipos involucrados en este proyecto de electrificación, Total Austral transfirió la operación de la línea de alta tensión al EPEN) lo que implica ampliar la capacidad de transporte eléctrico y que a futuro esta línea pueda ser utilizada por otras operadoras en la zona.

“En Total Austral estamos convencidos de la importancia de la colaboración entre los sectores públicos y privados: Nación, Provincia y las Empresas”, concluyó Remy.

“Esta es la forma en que tenemos que trabajar con la industria,

en equipo. Una empresa pública como el EPEN junto a una de las principales productoras del mundo, en una sinergia que nos permite que ganemos todos”, dijo el gobernador de la provincia de Neuquén Rolando Figueroa durante la obra, *“que va a permitir un mejor desarrollo de toda la Cuenca Neuquina y de manera sustentable”.*

La electrificación de Aguada Pichana Este representa un avance clave que permitirá -en una fase siguiente- abastecer de energía limpia a otros equipos de Total Austral, como compresores e inclusive equipos de perforación, fortaleciendo así el plan de reducción de emisiones de la Compañía. Para 2027, la planta de Aguada Pichana Este estará entre las más modernas de la Argentina y su intensidad de emisión será de 3,5kgCO₂e/bep, casi 70% menos que antes de su electrificación.

TotalEnergies reafirma así su compromiso de satisfacer la creciente demanda energética de Argentina brindando una energía más limpia, confiable y duradera, con la ambición de ser un actor clave en la transición energética.

TotalEnergies es una empresa multinacional con presencia en 130 países que cuenta con más de 100.000 colaboradores.

En Argentina, TotalEnergies desarrolla actividades de exploración y producción de hidrocarburos en las provincias de Neuquén y Tierra del Fuego desde 1978. Con unos 1.100 colaboradores en el país, opera el 25% de la producción de gas nacional, siendo así la primera productora privada de Argentina. También está presente en el sector de energías renovables con la operación de plantas eólicas y solares, además de comercialización de lubricantes.

Línea de alta Tensión en números

22 MUSD Línea de Alta Tensión4+ de TotalEnergies junto a sus socios
11 MUSD de Amanecer] Total REN
43 km de extensión
Un trabajo en equipo con la Provincia de Neuquén
Una baja de 50 ktCO₂eq/año (- 12% vs. 2024)

Fundelec consignó mermas en los consumos residencial y comercial

Demanda de electricidad bajó 1,8 % en abril

La demanda de energía eléctrica en abril último resultó en una baja de -1,8 % interanual, alcanzando los 9.823,1 GWh a nivel nacional, el consumo más bajo para el mes de abril desde 2021.

En la sumatoria del primer cuatrimestre la demanda promedio país acumula una leve suba de 0,2 por ciento. Por su parte, las distribuidoras de electricidad por redes que operan en Capital y GBA tuvieron un descenso de -0,7 % en el cuarto mes del año. Cayeron los consumos residenciales y comerciales, mientras aumentaron los industriales a nivel nacional, indicó el informe periódico de la Fundación Fundelec.

Los datos de Abril 2025

En abril de 2025, la demanda neta total del MEM fue de 9.823,1 GWh mientras que en el mismo mes del año anterior había sido de 10.000,2 GWh1. La comparación interanual evidencia entonces un descenso de -1,8 por ciento.

En abril, se registró un descenso intermensual del -15,7 % comparado con marzo, cuando había alcanzado los 11.652,2 GWh (abril tuvo 1 día menos). No obstante, es el consumo nominal más bajo desde 2021, cuando había alcanzado los 9.812,4 GWh, durante la segunda ola de la pan-



demia de COVID-19.

Aún se mantiene el día 10 de febrero de 2025 como el registro del máximo histórico de demanda de potencia en el SADI con una marca de 30.257 MW a las 14:47 y una temperatura en GBA de 37.9 C°.

En cuanto a la demanda residencial de abril, representó el 41 % del total país, con una caída de -5,7 %, respecto al mismo mes del año anterior. La demanda de electricidad a nivel comercial descendió -1,1 %, siendo el 29 % del consumo total. Y la demanda industrial representó el 30 % del total, con una suba en el mes del orden del 3,2 %, aproximadamente.

Evolución del consumo en los últimos meses

La demanda eléctrica registró en los últimos doce meses (incluido abril de 2025):

5 meses de baja (junio de 2024, -7 %; septiembre, -6,6 %; diciembre -2,2 %; marzo de 2025, -2,5 %; y abril de 2025, -1,8 %), y 7 meses de suba (mayo de 2024, 12,9 %; julio, 6 %; agosto, 3,5 %; octubre, 2,2 %; noviembre de 2024, 0,2 %; enero de 2025, 4 %; y febrero de 2025, 0,5 %). El año móvil (últimos doce meses) presenta una suba de 0,8 por ciento.

Consumo mensual regional

En cuanto al consumo de electricidad por provincia, en abril fueron 18 las provincias y/o empresas que marcaron descensos: Formosa (-28 %), Chaco (-21 %), Corrientes (-19 %), Misiones (-10 %), San Juan (-6 %), Jujuy (-5 %), Mendoza (-5 %), Salta (-4 %), Tucumán (-4 %), Santa Fe (-3 %), Catamarca (-2 %), EDELAP (-2 %), San Luis (-2 %), Entre Ríos (-1 %), La

Rioja (-1 %), Río Negro (-1).

Por su parte, 8 provincias y/o empresas presentaron ascensos en el consumo de energía eléctrica: Chubut (16 %), Santa Cruz (14 %), EDES (8 %), Neuquén, Córdoba y Santiago del Estero (2 %), EDEN y EDEA (1 %). En tanto, La Pampa mantuvo un consumo similar al del año anterior.

En lo que respecta al detalle de las distribuidoras en Capital y GBA, que demandaron el 30 % del consumo país y totalizaron un descenso conjunto de -0,7 %, los registros de CAMMESA indican que en abril EDENOR tuvo una merma de -0,5 %, mientras que en el área de EDESUR la demanda descendió -0,9 por ciento.

Temperatura

En cuanto a las temperaturas, el mes de abril de 2025 fue

levemente menos caluroso en comparación con abril de 2024. La temperatura media fue de 18.4 °C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue 18.7 °C, y la histórica es de 17.9 °C.

Datos de generación

La generación térmica es la principal fuente utilizada para satisfacer la demanda, aunque se destaca que el aporte de las energías alternativas (fotovoltaica y eólica) ocupa el segundo lugar al superar a la generación hidráulica. En abril, la generación hidráulica se ubicó en el orden de los 1.950 GWh, lo que representa una variación del -15 % respecto al mismo mes de 2024. Por su parte, la potencia instalada es de 43.586 MW, donde el 58 % corresponde a fuentes de origen térmico y un 38 % de origen renovable (alternativa e hidráulica).

En abril último siguió liderando ampliamente la generación térmica con un aporte de producción equivalente al 52,47 % de los requerimientos. Por otra parte, las centrales hidroeléctricas cubrieron el 18,90 % de la demanda, las nucleares proveyeron el 8,70 %, y las generadoras de fuentes alternativas cubrieron el 19,80 % del consumo total. La importación representó el 0,10 % de la demanda satisfecha, describió Fundelec.

Genneia inauguró el parque eólico La Elbita. 162 MW para grandes usuarios industriales

Genneia, compañía líder en generación de energías renovables en Argentina, inauguró oficialmente el Parque Eólico La Elbita, su tercer desarrollo eólico en la provincia de Buenos Aires.

El parque se encuentra ubicado a 42 kilómetros de la ciudad de Tandil, sobre una extensión de 1.464 hectáreas, y cuenta con 36 aerogeneradores Vestas de última generación, una potencia instalada de 162 MW, y está destinado a abastecer a grandes usuarios industriales bajo el régimen del Mercado a Término de Energías Renovables (MATER).

El parque generará aproximadamente 705.000 MWh anuales de energía renovable, equivalente al consumo eléctrico de 175.000 hogares, y permitirá evitar la emisión de más de 315.000 toneladas de CO₂ al año.

Los nuevos usuarios industriales que serán abastecidos se sumarán a los más de 60 clientes corporativos con los que ya cuenta la empresa.

La inauguración contó con la presencia del equipo directivo de Genneia encabezado por Jorge Brito, uno de sus accionistas principales; César Rossi, presidente; Bernardo Andrews, CEO; representantes de otros accionistas, y directivos de la compañía.

También participaron el intendente de



Tandil, Miguel Lunghi, representantes de la Secretaría de Energía de la Nación, del ENRE, de CAMMESA, el Subsecretario de Energía bonaerense, Gastón Ghioni, y representantes del Ministerio de Ambiente de la Provincia de Buenos Aires.

El parque generará aproximadamente 705.000 MWh anuales de energía renovable, equivalente al consumo eléctrico de 175.000 hogares, y permitirá evitar la emisión de más de 315.000 toneladas de CO₂ al año. Estará destinado en su totalidad a abastecer clientes industriales, que se suman a los más de 60 clientes corporativos con los que ya cuenta la empresa. La construcción del parque eólico demandó el empleo de más de 450 personas.

Con una inversión superior a los u\$s 240 millones, el proyecto fue posible gracias a un esquema de financiamiento mixto que combinó inversores locales e interna-

cionales. A nivel global, Genneia obtuvo el respaldo de FMO (Banco de Desarrollo de los Países Bajos) y FinDev Canadá, que otorgaron un préstamo corporativo de u\$s 85 millones a 10 años. Y en el plano local, se sumaron inversores a través de emisiones de bonos verdes.

Jorge Brito, accionista de Genneia, destacó que *“Este proyecto sintetiza lo que creemos: inversión productiva, visión de largo plazo y trabajo conjunto entre el sector privado, el público, los inversores y las comunidades”*. *“La Elbita no es solo un parque eólico: es una señal clara de hacia dónde queremos que avance la Argentina. Seguimos sumando más y mejor energía para el país, imprescindible para sostener el crecimiento de la economía”*.

Bernardo Andrews, CEO de Genneia, señaló que *“la puesta en marcha de La Elbita refuerza nuestro orgullo de ser uno de los principales referen-*

tes del Mercado a Término (MATER), donde más de 50 empresas líderes de diversos sectores confían en nosotros para avanzar en sus metas de descarbonización. Este parque fue concebido para abastecer con energía renovable, eficiente y competitiva a grandes usuarios industriales”.

Esta inauguración forma del plan de inversiones 2022–2026 de la empresa, que suma un total de u\$s 900 millones, y que incluye, además, a los desarrollos solares de Sierras de Ullum, Tocota III y San Juan Sur en la provincia de San Juan, así como Malargüe I, San Rafael y Anchoris en Mendoza.

De esta manera, Genneia proyecta que, hacia finales de 2026, continuará liderando el sector renovable en Argentina, con 15 centros de generación renovables -8 eólicos y 7 solares-, con una capacidad instalada superior a los 1,7 GW (945 MW eólicos y 800 MW solares).

Genneia es la com-

pañía líder en la provisión de soluciones energéticas sustentables en Argentina, con un 20 % del total de la potencia instalada en este rubro, alcanzando el 22 % de la generación de energía eólica y el 16 % de la solar.

La puesta en marcha del Parque Eólico La Elbita, en la provincia de Buenos Aires, y del Parque Solar Malargüe 1 en Mendoza, ha elevado la capacidad total de energía renovable de Genneia a 1.256 MW.

Con sus parques eólicos Rawson, Trelew, Madryn, Chubut Norte, Villalonga, Pomona, Necochea y La Elbita, Genneia cuenta con una capacidad total de 945 MW en energía eólica.

La compañía avanza con la construcción del Parque Solar Anchoris, en Mendoza, con una potencia proyectada de 180 MW. Además, ha anunciado una nueva inversión para desarrollar su tercer parque solar en esa provincia, ubicado en la localidad de San Rafael, con una capacidad de 180 MW.

También sumará un nuevo desarrollo, San Juan Sur, con una capacidad instalada de 130 MW. Entre sus cuatro parques solares en funcionamiento, Ullum, Sierras de Ullum, Tocota III y Malargüe 1, y los tres en construcción, sumará 310 MW en energía solar.

AES invierte US\$ 150 millones para ampliar parque eólico Vientos Bonaerenses

AES Argentina, compañía líder en generación de energía eléctrica con más de 30 años de presencia en el país, anunció una inversión para la expansión de su parque eólico Vientos Bonaerenses, ubicado entre Bahía Blanca y Tornquist, en la provincia de Buenos Aires.

El proyecto, que demandará una inversión estimada de 150 millones de dólares, incrementará la capacidad instalada del parque en 102,4 megavatios (MW) mediante la incorporación de 16 nuevos aerogeneradores.

La obra demandará cerca de 400 empleos directos durante los 18 meses de construcción, impulsando el desarrollo productivo local y contribuyendo al fortalecimiento de la matriz energética nacional.

Martín Genesio, presidente y CEO de AES Argentina, destacó que *“Esta ampliación refleja nuestra visión de largo plazo y compromiso con el desarrollo energético del país. En AES trabajamos para seguir ofreciendo energía sostenible, segura y confiable a nuestros clientes”*.

Esta iniciativa forma parte del plan estratégico de la compañía para acelerar la transición energética en Argentina, a través de soluciones innovadoras y sostenibles para clientes industriales y comerciales, se indi-

có. AES Argentina es uno de los principales inversores en negocios de largo plazo del sector eléctrico nacional con una capacidad instalada de más de 4 GW.

La empresa cuenta con un portafolio diversificado entre energía hidroeléctrica, térmica y eólica, con 10 plantas de generación: Cabra Corral, El Tunal, Termoandes, Ullum, Sarmiento, Alicura, Paraná, Central Térmica San Nicolás, Vientos Bonaerenses y Vientos Neuquinos; ubicadas en las provincias de Buenos Aires, Neuquén, Salta y San Juan.

AES anunció una inversión para la expansión de su parque eólico Vientos Bonaerenses, ubicado entre Bahía Blanca y Tornquist, en la provincia de Buenos Aires.

El proyecto, que demandará una inversión estimada de 150 millones de dólares, incrementará la capacidad instalada del parque en 102,4 megavatios (MW) mediante la incorporación de 16 nuevos aerogeneradores.

La obra demandará cerca de 400 empleos directos durante los 18 meses de construcción, impulsando el desarrollo productivo local y contribuyendo al fortalecimiento de la matriz energética nacional.

Martín Genesio, presidente y CEO de AES Argentina, destacó que *“Esta am-*

pliación refleja nuestra visión de largo plazo y compromiso con el desarrollo energético del país. En AES trabajamos para seguir ofreciendo energía sostenible, segura y confiable a nuestros

clientes”. Esta iniciativa forma parte del plan estratégico de la compañía para acelerar la transición energética en Argentina, a través de soluciones innovadoras y sostenibles para clientes industria-

les y comerciales, se indicó. AES Argentina es uno de los principales inversores en negocios de largo plazo del sector eléctrico nacional con una capacidad instalada de más de 4 GW.



AXION energy, estación "El Club", Vicente López, Buenos Aires, Argentina. Realizado por Balko, una empresa del Grupo Balko.

Espacios, diseños y servicios que potencian el rendimiento de su empresa.

Más de 25 años junto a empresas de la industria energética brindando servicios de: Arquitectura Corporativa, Facility Management, Arquitectura en Bases y Campamentos Oil & Gas, Proyectos de Estaciones de Energía y Retail, Real Estate, Desarrollo de Imagen Corporativa, Proyectos Audiovisuales y Creatividad para Stands. **Pónganos a prueba.**

www.grupobalko.com

grupo balko

Apagón ibérico: cuando la alta política choca con las exigencias técnicas

El gran blackout que afectó a España y Portugal a fines de abril, está directamente vinculado con dos aspectos fundamentales de la gestión del transporte de energía eléctrica: las necesidades y decisiones de la alta política y las necesidades técnicas del despacho. El corte, que desde la Argentina fue visto como un suceso para nada extraordinario, deja algunas enseñanzas: que el costo de la energía no generada es altísimo y que la transición energética no puede prescindir de una estructura técnica y normativa que acompañe la evolución y diversificación de la matriz de generación.

El lunes 28 de abril de 2025, una súbita avería desencadenó un efecto dominó en las líneas de alta tensión que conectan la red española con Portugal y con Francia: en apenas cinco segundos salieron de servicio más de 15 gigavatios, se abrió la interconexión franco-española a las 12:33 y, mientras Madrid, Lisboa y Burdeos quedaban a oscuras, trenes, hospitales y aeropuertos pasaron a generadores de emergencia; Red Eléctrica de España y REN tardaron casi diez horas en restablecer el servicio, mientras técnicos europeos investigan si el disparo inicial obedeció a inestabilidad por

sobrecarga de despacho de energía solar o si se trató de un fallo de protección en cascada que evidenció la fragilidad de la malla ibérica.

Las investigaciones preliminares sobre el apagón, revelan que dicho evento fue el resultado de una secuencia de fallas encadenadas, cuyas consecuencias expusieron con crudeza ciertas vulnerabilidades estructurales del sistema eléctrico en un contexto de alta penetración de fuentes renovables.

De acuerdo con una investigación del diario "ABC", desde el palacio de la Moncloa —sede del Gobierno español— se ordenó forzar el uso

de energías renovables semanas antes del corte de electricidad para intensificar el uso de energía renovable una semana antes del masivo apagón "para presentarse ante Europa como un país pionero" en este campo. El episodio afectó a 50 millones de personas, provocó pérdidas millonarias y dejó 8 víctimas.

Según publicó el diario ABC, citando a fuentes cercanas al gobierno, el presidente del Gobierno español, Pedro Sánchez, fue quien ordenó al operador nacional de energía, Red Eléctrica, intensificar el uso de energía renovable una semana antes del masivo apagón "para presentarse ante Europa como un país pionero" en este campo.

Esto para cumplir el plan consensuado con Bruselas de la Administración de llevar adelante una transición energética para que, en el 2023, el 81% de la electricidad en España provenga de fuentes renovables (actualmente, la energía verde representa el 56% del total).

El incidente

La pérdida súbi-

ta de generación, se manifestó en al menos tres incidentes registrados en el sur y suroeste de la península. Uno de estos cortes, particularmente significativo, tuvo lugar apenas 19 segundos antes del colapso generalizado, lo que refleja la extrema fragilidad de la situación previa al apagón. Esta pérdida abrupta de potencia provocó una caída brusca de la frecuencia del sistema de 50hz, lo cual, a su vez, activó los mecanismos automáticos de protección, conduciendo a la desconexión de la interconexión eléctrica con Francia.

Cabe señalar que en los sistemas eléctricos con frecuencia nominal de 50 Hz, el rango seguro de operación se sitúa entre 49,8 y 50,2 Hz, mientras que la zona de alerta se extiende entre 49,5 y 49,8 Hz por debajo, y 50,2 a 50,5 Hz por encima.


Cuando la frecuencia cae por debajo de 49 Hz o supera los 51 Hz, se ingresa en un umbral de emergencia, donde se activan mecanismos automáticos de protección. Si la frecuencia continúa descendiendo y alcanza valores entre

48,5 y 48 Hz, el sistema puede entrar en riesgo de colapso total, aunque el punto exacto de quiebre depende de la arquitectura y la resiliencia específica de cada red.

Es posible que la elevada participación de las energías renovables contribuyó a exponer debilidades técnicas latentes. Entre estas, destacan dos en particular. En primer lugar, la ausencia de inercia rotacional, propia de las centrales térmicas o hidráulicas, ya que las plantas solares y eólicas conectadas mediante inversores no aportan masa rotante al sistema. En segundo lugar, la desconexión automática de los inversores, que, ante variaciones de frecuencia o tensión fuera de rango, están programados para retirarse del sistema como medida de autoprotección. Esta conducta, aunque comprensible desde un punto de vista técnico individual, puede resultar catastrófica si se produce de manera simultánea a gran escala.

Responsabilidades

La paranoia europea dejó deslizar de



CASTELLÍ & ASOCIADOS
MARCAS Y PATENTES

® MARCAS y PATENTES

® DISEÑOS y MODELOS INDUSTRIALES

® PROPIEDAD INTELECTUAL

Buenos Aires: Paraguay 635, Piso 5º C - C1057AAG - C.A.B.A.
(011 - 5032 3704 / 4893-1002 / 15 3951-2620)

Córdoba: San Jerónimo 275, Piso 7º OF. "5" (0351 - 4219637 / 4282390)

www.castelliasociados.com.ar - castelliasociados@planmail.com.ar

entrada la posibilidad de un hackeo ruso. El portal militar estadounidense SOFREP se preguntó expresamente “¿Pudo Rusia estar detrás de esto?” al comparar el corte con los ciberataques de Sandworm en Ucrania; poco después el tabloide británico Express —recogido por HuffPost— citó a los colectivos prorrusos Dark Storm Team y NoName057, que en Telegram y X llegaron a atribuirse la caída de la red española y portuguesa. Paralelamente, verificadores detectaron una campaña de desinformación que difundía montajes de supuestas noticias de The Independent y France 24 donde se culpaba a Moscú para socavar el apoyo europeo a Ucrania. Sin embargo, la línea oficial ha sido la contraria: Red Eléctrica y REN afirmaron no hallar indicios de intrusión, y el operador español reiteró ante la BBC que el fallo no obedeció a un ciberataque; el Centro Nacional de Ciberseguridad investigó la hipótesis, pero Portugal y la Comisión Europea la consideraron infundada, posición refrendada por el Foro Económico Mundial al resumir los resultados preliminares.

La oposición acusó directamente a Pedro Sánchez del apagón responsabilidad directa en el gran apagón, pero el episodio ha abierto un frente político en el que se cruzan reproches y defensas. El día después del apagón, con el 99 % del suministro restablecido, Pedro Sánchez exigió



“todas las responsabilidades pertinentes a los operadores privados” y convocó a Red Eléctrica (REE) y a las grandes eléctricas en La Moncloa. Desde entonces, la posición oficial del Gobierno es que el origen exacto sigue bajo pesquisa —una comisión europea entregará conclusiones preliminares en unos seis meses— y que “no se descarta ninguna hipótesis”.

La oposición y parte del sector energético replican que la política de infra-inversión en resiliencia y la acelerada transición verde sí son responsabilidad del Ejecutivo. Dirigentes empresariales recuerdan que REE, operador del sistema y un 20 % propiedad del Estado, está presidido por Beatriz Corredor, exministra socialista nombrada por Sánchez; a su juicio, la red “se gestionaba al límite de sus parámetros técnicos” y el apagón era previsible. Medios británicos afines a ese discurso deslizaron incluso que el Gobierno habría probado la capacidad

de la red con un “experimento” de sobrecarga renovable, versión que Bruselas no ha corroborado y que el Ministerio para la Transición Ecológica calificó de “totalmente falsa”.

Energía no suministrada

El costo de la energía no suministrada (ENS) constituye una estimación económica del perjuicio que experimentan los usuarios del sistema eléctrico cuando, por diversas razones, se interrumpe el suministro. Su propósito esencial es cuantificar el valor económico y social de aquella electricidad que, debido a fallas, apagones o desconexiones, no llega efectivamente a consumirse. En lu-

gar de representar un costo técnico o contable, el ENS refleja una valoración económica del impacto real que dicha interrupción genera sobre la actividad de los usuarios, entendiendo por ello una pérdida tangible de bienestar, productividad o ingresos.

No se trata, por tanto, del precio que se paga por la energía, sino del valor que ésta tiene en términos de su utilidad. El cálculo del ENS se construye a partir de tres variables fundamentales. En primer lugar, se considera la cantidad de energía no suministrada, expresada habitualmente en kilovatios hora (kWh) o megavatios hora (MWh). Por ejemplo, si una planta industrial que demanda 10 MW por hora sufre un

corte total de una hora, la energía no suministrada asciende a 10 MWh.

En segundo término, se estima el valor unitario del ENS, que se expresa en dólares o euros por kWh. Este valor representa la pérdida económica por cada unidad de energía no entregada y varía en función de múltiples factores: el tipo de usuario (residencial, comercial, industrial, hospitalario), la naturaleza de la actividad afectada y la existencia o no de medios de respaldo (como generadores autónomos o sistemas de almacenamiento). Dicha estimación puede provenir de encuestas, análisis sectoriales o modelos de simulación de interrupciones productivas.

energía  humana
en acción™

Desafíos en áreas remotas: El Facility Management como una clave en la productividad

Las empresas que operan en zonas remotas enfrentan desafíos constantes: garantizar la continuidad operativa, optimizar recursos y cumplir altos estándares en contextos de difícil acceso.

Balko expresa que ante estas necesidades las soluciones en Facility Management cobran un rol determinante en el bienestar del personal lo que impacta directamente en la productividad esperada.

Estuvimos reflexionando sobre esta situación con el equipo de Balko, empresa líder en servicios en áreas remotas, y en su análisis considera de suma relevancia la adaptación de las soluciones a las especificidades de cada cliente, con diferentes ejes de gestión, desde el mantenimiento preventivo y correctivo de instalaciones, equipos e infraestructura en campamentos y bases de operaciones, hasta la gestión de servicios de hotelería, con la recepción y registro de personal pasando por limpieza, mantenimiento general, jardinería y maestría con un sistema de reporte tickets online y que posibilita dar seguimiento en tiempo real.

Además de contar con soluciones confiables en la gestión de obras, el control de presupuestos, plazos y planificación hay otros tres aspectos

relevantes a considerar; el primero de ellos es el servicio de HSE orientado a la prevención de riesgos, en segundo lugar, el marco regulatorio y por último, constituyendo hoy

día un área de interés creciente, la sostenibilidad ambiental con el uso eficiente de energía y agua para los cuáles hay estándares establecidos.

Los más de 20 años de experiencia

acompañando a la industria energética en entornos como Vaca Muerta, Comodoro Rivadavia y el norte argentino; así como la capacidad de desarrollar soluciones a medida, junto al com-

promiso con la seguridad, son las claves que Balko identifica para garantizar a los clientes la operatividad continua de forma que puedan centrarse en su negocio principal.

iAPG

AOG

XV ARGENTINA OIL&GAS
EXPO 2025

Exposición Internacional del Petróleo y del Gas

8 - 11.9.2025

La Rural Predio Ferial
Buenos Aires, Argentina

www.aogexpo.com.ar

Organiza: **iAPG**
INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Realiza: **messe frankfurt**