

Commitment
in motion

Cargo | Energy | Contract

Desafíos y privatización de la Transportadora de Gas del Centro

Por Charles Massano

Página 2

50 años de
compromiso
con la región

50 ANOS | TB Cargo

Energía & Negocios Internacional

Año XXVII N° 337 - Fundado en 1995 - Agosto de 2024 - Petróleo, Gas & Electricidad

www.energiaynegocios.com.ar - Precio \$ 1000

Entrevista a Daniel Montamat, ex secretario de Energía

“La industria energética requiere estrategias y reglas de largo plazo”



Página 2

Daniel Montamat destaca que, aunque el sector energético se muestra satisfecho con las reformas del gobierno de Javier Milei, persisten problemas de inseguridad jurídica y problemas institucionales que afectan las expectativas de inversión. Enfatiza la necesidad de estabilidad macroeconómica y una estrategia de largo plazo para fomentar inversiones. Además, subraya la importancia de desarrollar valor agregado exportable y de establecer un ente regulatorio unificado para el gas y la electricidad, para el crecimiento sostenible.

YPF venderá 15 áreas convencionales

Página 9

Desprolijidades y conflictos internos en la política energética

Página 10

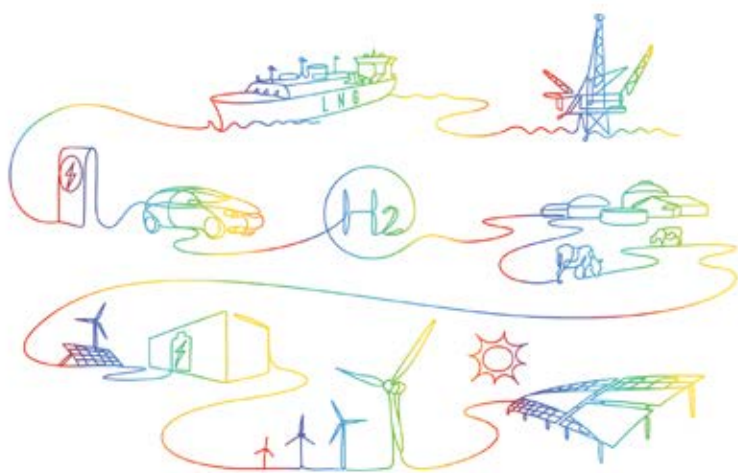
Informe UBA-CONICET

Fuerte caída de los subsidios

Página 12

La OPEP+ no modificará su producción de crudo

Página 20



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



“La industria energética requiere estrategias y reglas de largo plazo”

En el reportaje, Daniel Montamat destaca que, aunque el sector energético se muestra satisfecho con las reformas del gobierno de Javier Milei, persisten problemas de inseguridad jurídica y problemas institucionales que afectan las expectativas de inversión. Enfatiza la necesidad de estabilidad macroeconómica y una estrategia de largo plazo para fomentar inversiones. Además, subraya la importancia de desarrollar valor agregado exportable y de establecer un ente regulatorio unificado para el gas y la electricidad, cruciales para el crecimiento sostenible del sector energético en Argentina.



El sector energético se ha manifestado muy conforme con el fondo de las reformas que viene llevando adelante el gobierno de Javier Milei. No obstante, hay coincidencias en que hay un creciente desmanejo y desorden en materia política, institucional y de la administración pública. ¿Qué impacto puede tener esta situación en las expectativas de inversión?

Creo que no puede haber archipiélagos de seguridad jurídica, en medio de tsunamis de inseguridad jurídica generalizada. Lo reitero constantemente en el sector energético. Estamos acostumbrados a plantear 10 puntos para que el sector energético haga sus ingentes inversiones, pero el sec-

tor está inmerso en esa realidad argentina global que condiciona a lo sectorial.

Ignorar esto es darse de bruces contra la realidad. Y obviamente el sector energético, a pesar de que es uno de los sectores con ventajas comparativas relativas -tomando la ley de Ricardo- (N de la R: se refiere a la Ley de las ventajas comparativas de David Ricardo.) está inmerso en una situación económica que necesita definir algunas cuestiones básicas... cuestiones básicas de estabilidad macro, acceso al mercado de cambios y disponibilidad de divisas, tasa de riesgo país, etc. que se pueden resumir en un “volvamos a ser un país normal”.

Ya no miremos a Europa, no miremos a “los

tigres asiáticos”. Miremos en la región, un país normal con las tasas de riesgo que tiene Uruguay, Chile, Brasil... es decir con estabilidad sostenible en materia macroeconómica y la seguridad jurídica de una república con controles y contrapesos institucionales.

Todavía no tenemos eso. Todavía tenemos el Cepo y no se ha definido cuándo se lo va a sacar. El Gobierno tiene toda la vocación de hacerlo y lo reafirma. Pero el país aún tiene altas tasas de riesgo, si bien ha bajado la inflación, todavía hay dudas de una estabilidad sustentable. Una política cambiaria que todavía está sometida al cepo es un

condicionante de las ingentes inversiones que el sector energético demanda.

Pero el sector energético avanza...

Mientras se resuelve el tema de inflación, que es prioritario, y genera expectativas adaptativas en la opinión pública, el sector energético puede avanzar en algunos temas coyunturales. Pero no el desarrollo intensivo que el sector energético necesita para producir petróleo para el mercado internacional y gas para mercado doméstico, la región y el eventual proyecto de GNL. Para eso falta el complemento de esos condicionan-

tes de un país normal, con avances en reformas estructurales y una política de desarrollo de largo plazo.

En este marco, hay que ver cómo se acoplan los desarrollos de renovables en el sur, en Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego, con interconexiones lejanas y costosas a la zona de gran consumo, con las posibilidades del hidrógeno verde y la transformación en amoníaco para el mercado internacional. Todo esto se puede articular en una estrategia de complementación e integración con los mercados de la región.

Debemos replantear la integración regional. Resignado el objetivo

Energix
www.energix.com.ar

**COMPROMETIDOS CON
EL ÉXITO DE SU
NEGOCIO**



del autoabastecimiento por la ley de Bases, necesitamos seguridad energética, la seguridad energética podemos obtenerla en la región.

Así que todos estos desafíos están completamente involucrados con la interacción que tiene la microeconomía energética con la macroeconomía del país y con la realidad de la política y fundamentalmente, hacia dónde va la política.

¿Estamos en el dilema del prisionero? sino si no tenemos reservas en moneda dura, no podemos abrir el cepo y no podemos abrir el cepo para que vengan las inversiones... ¿cómo se sale de ese dilema?

Del dilema de prisioneros se sale hablando entre los prisioneros. Porque los prisioneros terminan comentando la situación, se dan cuenta de que lo que más le conviene es la estrategia de callar... (rie). Tenemos que abrir puentes dentro del cambio, para establecer diálogos que se traduzcan en un rumbo cierto en el largo plazo. Reglas y señales de precio que reflejen los costos económicos del sector energético, en el largo plazo, porque todos los proyectos energéticos tienen viabilidad si hay certidumbre en el largo plazo. Eso restablece la confianza

La industria energética es capital intensiva --siempre lo subrayo-- entonces, la concreción de esos proyectos de

inversión, trascienden varias administraciones de gobierno. Necesitamos para esta industria y yo te diría para la Argentina en general, que haya rumbo y estabilidad de largo plazo, estrategia de largo plazo, reglas de juegos de largo plazo, señales macroeconómicas y microeconómicas de largo plazo.

¿Cómo se logra?

A través de vasos comunicantes. Planteaba en un artículo que publiqué recientemente en La Nación, la necesidad de una confluencia liberal-desarrollista porque me parece que, en la Argentina, el cambio va a perdurar cuando entendamos que los equilibrios de las cuentas públicas, el superávit de las cuentas externas y las reformas estructurales, se consolidan definitivamente con un plan de desarrollo inclusivo país, que, para mí, pasa por el valor agregado exportable.

Pero esa no es la idea del Gobierno, el Milei plantea una liberación de precios y mercados y la no intervención del Estado en ninguna área -a pesar de que lo está haciendo- y que la asignación de recursos la realice el mercado.

Bueno, yo creo que esa es una idealización libertaria. Cada uno toma del presidente algo, porque el presidente habla y enfatiza muchas cosas. Yo me quedo con ciertos conceptos,

cuando veo a un presidente reflexivo "yo soy un libertario y me conformo con que este país asuma una economía clásica". Bueno, un liberalismo clásico, planteado en términos actuales, es un liberalismo de equilibrio fiscal y sostenible, de apertura económica, de operatividad de los mercados y de inversión privada.

A ese liberalismo al que yo suscribo, hay que agregarle una inserción estratégica exitosa de la Argentina en el mundo. Creo que Milei lo va entendiendo, se lo va haciendo entender la realidad.

La inserción estratégica de la Argentina en el mundo es aprovechar ventajas de oportunidad que el país tiene cambiando los ejes del modelo productivo.

¿Cuáles son esas ventajas comparativas?

El valor agregado exportable. La Argentina sigue dando batallas perdidas con la estrategia de sustitución de importaciones. No va más. Tenemos que cambiar el sistema de incentivos dentro de la lógica del mercado y la competencia de mercado para que en este país sea rentable la inversión con destino exportador, que siempre ha sido castigada por el sesgo antiexportador de nuestra economía.

Tenemos que potenciar cadenas de valor que no vamos a elegir porque ya están elegidas por las intrínsecas ventajas comparati-

vas relativas: la cadena agroindustria, la cadena de valor energética, la cadena de valor minera, la de Industria del conocimiento, la pesca, el turismo receptivo y las industrias conexas a éstas.

¿Y qué pasa con el aparato industrial argentino?

El aparato industrial argentino tiene la gran oportunidad de entrar a aprovechar la producción de insumos dentro de cadenas de valor regionales que empiezan a relocalizarse.

Porque el mundo está yendo a una globalización regionalizada, el friendshoring y el nearshoring. Entonces yo creo que ahí también hay que tener estrategias para aprovechar oportunidades en estas cadenas de valor. Repito, tomando ciertas partes del discurso, cuando se habla de desarrollar en la Argentina inteligencia artificial o algunas otras producciones de partes o insumos tecnológicos podemos analizar y discutir.

Pero, en todos los casos, se requiere una estrategia, espontáneamente no se va a generar, entonces creo que tiene que haber una gran transacción entre aquellos liberales que no creemos en el desarrollo espontáneo y los desarrollistas que creen en la elección de sectores para desarrollar.

Ellos tienen que renunciar a la selección de sectores --porque los sectores ya están elegidos-- y los otros, tienen

que aceptar que a todos estos equilibrios que se proponen con apertura y funcionamiento de los mercados de inversión privada, hay que agregarle una nueva estrategia, una nueva estrategia de valor agregado exportable, que consolide esta nueva coalición de intereses que desplaza la coalición que ha venido sosteniendo la sustitución de importaciones.

Esa coalición de intereses que propicia un dólar barato con alta protección y encerramiento nos hacen caer en cíclicos saltos de devaluatorios con todas las consecuencias que conocemos.

Hay que ir una coalición de intereses de un dólar competitivo que se deprecie por ganancias de productividad en una Argentina más abierta e integrada a la región y, a partir de la región, al mundo.

La causalidad entre tipo de cambio y productividad empieza primero con dólar competitivo (y en esto es clave el superávit fiscal intertemporal), un dólar competitivo desarrollando valor agregado exportable a partir de estas locomotoras que se han elegido por sus ventajas comparativas relativas empieza a hacer crecer la productividad sistémica.

Y ahí se viene otro salario, otra calidad de empleo, que es la que la Argentina viene demandando, así que yo creo que esas son las cosas que requieren una coalición, una confluencia liberal desarrollista.

Energía&Negocios

Editor Responsable: María del Rosario Martínez: editor@energiaynegocios.com.ar

Publicidad: publicidad@energiaynegocios.com.ar - Editado en Bs. As. - Argentina.

Sarmiento 1889 piso 2 Capital Federal - Tel: + 54 11 4371- 6019 / 6107

whatsapp +54 9 115746697 Miembro de ADEPA.

Las notas firmadas no necesariamente reflejan la opinión del editor.

Prohibida su reproducción total o parcial (Ley 11.723) © E&N.

www.energiaynegocios.com.ar



MARTELLI ABOGADOS

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

Tel +54 11 4132 4132

info@martelliabogados.com www.martelliabogados.com

En un mundo que se mueve a fuerza de subsidio, porque tanto Europa como, China, tienen un volumen gigantesco de subsidios en todos los productos y servicios y en todas cadenas de valor ¿La Argentina puede competir quitando el precio sostén de la energía?

Yo creo que sí, porque estos sectores por ventajas comparativas relativas, son competitivos. Hoy los "break even" del petróleo de Vaca Muerta han bajado sustancialmente y con estos precios de petróleo somos competitivos. En realidad, a estos sectores que yo denomino locomotoras aquí lejos de subsidiarlos se los castiga. Las retenciones casi no existen en la experiencia comparada.

El petróleo de Vaca Muerta es el que hoy ofrece mayor renta, pero viene asociado a gas natural. Y si viene asociado a gas natural, ese gas natural tiene un costo marginal casi cero, muy bajo. Es decir, que el gas también tiene posibilidad de ser competitivo. Ahora bien, el mundo subsidia que subsidia de manera inteligente no aplica subsidios generalizados canalizados a través de la oferta como lo hicimos nosotros. Subsidios que tuvieron alto impacto en las cuentas públicas y

externas.

En las estrategias de desarrollo, hay algunos países que optan por una política industrial y eligen un sector para desarrollar y ahí aplican los subsidios. Lo ha hecho por ejemplo Biden, con la Anti-inflationary Act que promueve la inversión en energías renovables. Creo que entre nosotros la gran transacción que deben hacer aquellos con orientación desarrollista es aceptar subsidios transversales que fundamentalmente promuevan el circuito educación, producción, tecnología y ciencia, y más inversión pública en infraestructura para articular la geografía del país

Para que ese circuito se retroalimente y genere innovación requiere de una estrategia de desarrollo. Se tiene que dotar al país de mucho más investigación y desarrollo, que no sólo viene por el sector público, también por el sector privado. Esto a su vez, requiere bienes públicos de calidad al alcance de los que menos tienen. Educación pública de calidad.

Los bienes públicos de calidad son los que mueven el ascensor social. El circuito de tecnología que tiene desarrollado el país tiene que estar más profesionalizado y jerarquizado, sin interferencias políticas.

Para que produzca

más ciencia e investigación, pero vinculada a las cadenas de valor que permiten desarrollar valor agregado exportable.

Entonces todas estas políticas requieren cierta subvención, que tiene que ser transversal, no focalizada en determinadas industrias, sino que beneficien la competitividad general del país.

¿Y cómo se arriba a ese modelo? Estamos ahora con dificultad de acceso a moneda dura con los problemas de deuda interna y externa.

Tenemos que asumir que hoy Argentina no es un país normal. La Argentina viene de tumbos, idas y vueltas y de un extenso pronuntuario de inseguridad jurídica. Hacia adelante, obviamente que vamos a tener que resolver esto, pero tenemos que entender una cosa, el Gobierno generó consensos en torno al objetivo de bajar la inflación. Entonces este Gobierno necesita seguir mostrando que baja la inflación.

Estamos en Julio y yo creo que el índice de Julio va a dar por debajo de ese 4.2% de Mayo que ya se había tomado como referencia de baja de la inflación. Ahora bien, en torno a ese objetivo, el gobierno tiene que seguir mostran-

do resultados, porque la sociedad genera en función de ese logro expectativas adaptativas.

Tiene que seguir mostrando equilibrio o si es posible, algo de superávit financiero en las cuentas fiscales, aunque en torno a esos objetivos, a veces hay diferencia entre el devengado y el pagado. Es decir, hay que lograr mostrar superávit, aunque haya que refinanciar deudas o postergar pagos.

Si realmente se logra dominar la inflación, esto es que entremos a hablar de inflaciones ya del torno al 25, 30% anual y de ahí para abajo, en paralelo hay que ir avanzando en ciertas reformas estructurales. En este punto la gestión es muy importante, por eso las idas y vueltas políticas a esto le hacen mal, entra todo el sistema en crisis. La gestión con reformas estructurales pavimenta la estabilidad.

Lo otro que hay que asumir es que esta transformación es una cuestión que va a llevar varias gestiones de gobierno. Entonces, hay que tender puentes dentro del cambio para que la masa crítica de los que quieren cambiar la Argentina se imponga en los próximos turnos electorales, que no es solo la elección legislativa del año próximo, ni la elección presidencial. Después vendrán otras

elecciones presidenciales, entonces hay que institucionalizar el cambio, despersonalizarlo.

Si el cambio depende de fulano o mengano, estamos complicados porque fulano enfermarse o morir. Sin liderazgos alternativos, la cosa no funciona.

Insisto, hay que despersonalizar e institucionalizar el cambio, y esa institucionalización del cambio debe darse en la alternancia republicana del poder.

Siguen faltando dólares...

Faltan dólares porque seguimos trabajando en un modelo orientado al mercado doméstico, basado en la sustitución de importaciones. Y con un dólar que se abarata cíclicamente y que termina haciendo explotar las cuentas públicas y las cuentas externas.

Porque un estado sobredimensionado es caro, pero con dólar barato es carísimo en dólares. Además, con dólar barato, la producción local requiere autarquía y alta protección. El sector privado, con la mochila de plomo en la espalda de pagar impuestos para sostener ese gasto público altísimo en dólares, no puede competir hacia afuera y necesariamente para sobrevivir tiene que reducir el empleo y el salario privado. El mejor empleador



GPNK
Provincias de Neuquén, Río Negro, La Pampa y Buenos Aires

f @ v in
sacde.com.ar

sacde

es el sector público, que termina pagando salarios en dólares baratos superiores al sector privado, pero con nulo aumento de productividad.

Está claro que la mejora depende de otro modelo de desarrollo. Y en ese nuevo modelo de desarrollo repito: es necesario desarrollar valor agregado exportable. Recién entonces el salario comienza a crecer en términos reales y en moneda fuerte, no sólo porque se estabiliza la macro y no pierde contra la inflación, recuperando poder económico, sino porque se empiezan a generar nuevos empleos, y crece la productividad. Pero, en lo inmediato, hay que empezar erradicando la inflación para que no se siga deteriorando el salario.

Cuando aumenta la demanda de recursos humanos de calidad, también se facilita la negociación salarial. La secuencia es estabilización, reforma estructural y desarrollo inclusivo. Con el desarrollo de un sistema productivo nuevo, vienen los nuevos empleos y los mejores salarios, más competitivos en relación con los salarios que se pagan en la región.

¿Cuáles son los próximos desafíos energéticos?

Los veo en tres órdenes: Señal de precios



hay que recuperarla todavía. En las tarifas de gas y electricidad tenemos todavía un 40% en promedio de subsidios en los consumos residenciales. Hay que terminar con la segmentación tarifaria. Hay que ir a subsidios concentrados que, indicadores socioeconómicos mediante, se focalicen en aquellos usuarios que realmente lo necesitan.

Esto de pretender que un tercio de los usuarios se haga cargo de los costos económicos para subsidiar a las otras dos terceras parte en forma total o parcial, no va más. Subsidio focalizado a quien lo necesite y que lo pida, ahí se debe evaluar y auditar bien.

Y los precios del petróleo y los combustibles alineados a las referencias internacionales -cosa que está en la Ley Bases-. Internacionalización del merca-

do petrolero.

Siempre que hemos estado desalineados de los precios internacionales afectamos muy mucho a las inversiones de largo plazo. Antes cuando todavía no había recursos no convencionales, los productores ponían "varias bombillas en el mismo mate": extraían del yacimiento todo lo que podían para captar toda la renta posible, pero no te reinvertían en la exploración y el desarrollo de nuevas reservas. Ahora. Si se intervienen los precios, se para el plan perforatorio nuevo, porque los no convencionales requieren constantes nuevas perforaciones, y la producción se cae como un piano.

Por tanto, necesitamos referencias internacionales de precio.

Segundo, la reinstitucionalización del sector. Creo que en materia de entes reguladores hay

que unificarlos como lo establece la Ley de Bases. Al margen de toda la trayectoria que tienen el Enargas y el Enre, dos por tres con leyes de emergencia se los ha desinstitucionalizado, tergiversando su funcionamiento autónomo y profesional.

Yo creo que hay convergencia entre el mercado de los electrones y de las moléculas, esa es la tendencia de avanzada. Entonces, la articulación del mercado de gas y electricidad requiere de la unificación de los entes.

Es necesaria la libertad de importación y exportación, pero cuidado en la reglamentación con el mercado de gas, porque tenemos que volver a exportaciones firmes, y eso requiere de inventarios y certificaciones, para no repetir errores que forman parte de nuestro pronuntuario de inseguridad ju-

rídica, como cuando le cortamos el gas a Chile.

Y el tercer tema, no enunciado en orden de prioridades, porque se trata de temas convergentes, es que el sector necesita una estrategia de largo plazo.

Yo no le tengo miedo a la palabra estrategia de largo plazo. Los mercados competitivos internacionalizados, y regulados en sus segmentos no competitivos, son los que mejor van a organizar la asignación de los recursos de la industria. El consumidor se beneficiará de mejores precios porque los costos serán más bajos con la introducción de nuevas tecnologías y la competencia entre fuentes. Pero hace falta una estrategia que señale el rumbo de largo plazo, una estrategia para conformar mercados regionales de energía. Y esto requiere un Estado preparado que tome decisiones políticas. Los mercados no se te van a vertebrar o integrar porque sí, espontáneamente, harán negocios frontizos de conveniencia puntuales. La verdadera integración viene con las tres "erres": Redes en común, Recursos en común y Reglas en común. Para arribar a esa interacción se requiere una agenda de convergencia regulatoria y todo eso requiere decisión política y una estrategia de largo plazo.



VICTORIO PODESTA
COMBUSTIBLES - GAS NATURAL - LUBRICANTES

(011) 4700-0171 www.vpodesta.com comercial@vpodesta.com

Desafíos y privatización de la Transportadora de Gas del Centro

El experto en regulación de servicios Públicos Charles Massano* elaboró y aporta una propuesta para completar las inversiones necesarias en el tramo Saturno/Saliqueló – San Jerónimo y gestionar los costos de financiamiento y disponer de los nuevos activos de ENARSA.

En estos días se discute cómo resolver los problemas que impone el nuevo sistema de regulación del transporte de gas natural por gasoductos, denominado "GPNK". Estos involucran: el repago de las inversiones necesarias para completar la construcción del tramo Saturno/Saliqueló – San Jerónimo, solventar los costos de financiamiento y disponer de los nuevos activos junto con los ya incorporados al patrimonio de ENARSA (tramo Tratayen – Saliqueló).

Un aspecto aparte es el cambio de traza. Originalmente, el tramo iba de Saliqueló a San Nicolás, lo que podría haber requerido una inversión permanente del flujo del caño de 30" que une San Jerónimo con General Rodríguez, desde San Nicolás hasta San Jerónimo. Sin embargo, esta traza se cambió por otra más extensa que conecta el futuro sistema de "Transportadora de Gas del Centro" con el de TGN en San Jerónimo.

En ese nodo, dotado de compresión (>30

mil hp), se unen los sistemas Centro-Oeste y Norte, ambos licenciados a TGN.

No ha habido una explicación pública para el cambio de traza (no es legalmente requerida), aunque se menciona que la nueva traza tiene un mejor desempeño para la reversión del sistema Norte.

También es posible que la decisión haya sido influenciada por la posibilidad de exportar gas a Brasil usando la reversión del sistema boliviano, o al menos incorporando flujo al sistema actual de TGM.

TGC y la Revisión Tarifaria

Junto a los problemas que mencionamos, también es necesario llevar adelante un nuevo proceso de revisión tarifaria que convendría que fuere de carácter integral ("RTI"), y que afectará a las licenciatarias de transporte y distribución de gas que se desempeñan en el marco de la Ley 24.076.

Esa circunstancia podría ser una oportunidad para resolver am-



bos problemas de forma armónica.

Trade off

Establecer una tarifa para TGC que permita repagar las inversiones realizadas y futuras, cubrir los costos de financiamiento y pagar todos los demás gastos operativos más impuestos, llevaría el "city gate" del sistema en San Jerónimo y en el Gran Buenos Aires (GBA) a niveles mucho más altos que los del sistema Centro-Oeste, una vez completado el proceso de revisión tarifaria pendiente. (Excluimos al sistema Norte de esta discusión debido a su próxima reversión).

Pero sin una tarifa que alcance para cumplir esas condiciones, el valor "privatizable" de TGC podría ser negativo.

El valor total de los

activos involucrados en la venta y su relación con los instrumentos que permitan su recuperación, dependerán de varias circunstancias y de ciertas decisiones:

- El valor al que ENARSA tenga valuados los activos del actual sistema GPNK;
- el valor que se pretenda recuperar de esos activos al privatizar ese sistema;
- el monto por invertir para completar el tramo Saliqueló – San Jerónimo;
- el costo del financiamiento que deberá afrontarse para realizar esa inversión; y
- el costo de financiamiento pendiente de pago por las inversiones ya realizadas y el porcentaje de ellos que se pretenda recuperar en la privatización.

Tarifa competitiva

En cualquier caso, se puede realizar el cálculo inverso para definir una tarifa y luego establecer el valor de TGC, tal como se hizo en el proceso de privatización de la

ex Gas del Estado SE (GDE).

Esta tarifa para TGC puede fijarse en un extremo máximo, donde sea suficiente para recuperar todas las inversiones y activos por su valor real, o en un nivel menor, donde el "city gate" en San Jerónimo sea similar al del sistema Centro-Oeste y aún competitivo con los combustibles alternativos. Este enfoque garantizaría la competitividad no solo en San Jerónimo, sino también en el Gran Buenos Aires, en el nodo de General Rodríguez.

Por lo tanto, la solución que se defina para privatizar los activos que conformarán TGC debe considerar:

- La necesidad de reducir al mínimo o aún eliminar el quebranto para ENARSA que resulte de la privatización;
- la necesidad de pagar capital e intereses por las inversiones pendientes y las que hay que realizar; y
- la necesidad de obtener tarifas capaces de resultar en city gates competitivos con las ru-

energía  humana
en acción™

tas de transporte alternativas.

Soluciones

Estos tres objetivos presentan un evidente "trade-off". Por lo tanto, la solución requiere incorporar otras variables. En particular, proponemos una solución regulatoria que facilite la privatización y cumpla los objetivos mencionados.

A la creación del "vehículo" para la privatización, que sería una sociedad anónima 100% propiedad de ENARSA, y cuyas acciones podrían venderse en un proceso de licitación internacional, similar al utilizado para la privatización de GDE, se agregarían tareas adicionales, tales como la redacción del pliego y sus componentes o anexos; que incluyen los listados de activos afectados a servicio regulado, el contrato de transferencia, la licencia y el reglamento de servicio con el cuadro tarifario, entre otras que no se enumeran aquí.

Particularidades de TGC

Pero la privatización de TGC requiere de decisiones específicas. Se puede privatizar el 100% del paquete de acciones de una única clase que compondrá el capital social de TGC, siempre que los ingresos obtenidos sean suficientes para compensar a ENARSA por el 100% del valor de sus activos. Esto eliminaría cualquier preocupación sobre la participación estatal indirecta en el control y propiedad de TGC.

Para lograrlo, recomendamos establecer instrumentos para-tarifarios, conocidos como "cargos tarifarios", y un mecanismo institucional para la recaudación de

estos cargos.

El objetivo es que las tarifas de TGC sean competitivas y que la recaudación adicional necesaria para cubrir el valor de los activos a privatizar se obtenga mediante estos cargos. Para mantener la competitividad, estos cargos deben afectar proporcionalmente el costo del transporte por ductos, al menos en las rutas que compitan con TGC. La manera más sencilla de aplicar estos cargos sin alterar el esquema de precios relativos (relación entre las tarifas en los distintos "city gates" del sistema) es hacerlo de forma proporcional: los cargos deben resultar en el mismo aumento proporcional en cada "city gate".

Es preferible que se calculen incluyendo el costo estimado del gas, para asegurar que el esquema de precios relativos no se vea alterado.

De esta manera habrá que construir un modelo de ecuaciones que encuentre el coeficiente de expansión de la tarifa alfa tal que:

$$CG_i = T_i \times (1 + \alpha) + c_{gi}$$

donde:

CG_i = City Gate en el Punto de salida i; T_i = Costo del transporte en el City Gate i; c_{gi} = costo promedio del gas para el City Gate i (incluyendo el gas retenido); y α = es el coeficiente correspondiente a los cargos tarifarios, para todos los puntos de salida o rutas i, donde se debe cumplir además que:

$$\bar{R} = \sum_{i,j=1}^{I,J} \alpha \times T_i \times V_{i,j}$$

Donde \bar{R} es la suma de la recaudación periódica de los cargos tarifarios en cada punto de salida o ruta i y en cada período j, que serían meses de cada año j si la facturación fuese mensual y V_{i,j} son los volúmenes periódicos. Si asumimos que \bar{R} es la recaudación anual, debe cumplirse que:

$$\bar{R} = \sum_{j=1}^H \frac{\bar{R}}{(1+r)^j}$$

Donde J es cada año

hasta completar H períodos recaudatorios, y \bar{R} es el monto total que debe recaudarse con cargos tarifarios. La tasa de descuento del flujo de períodos anuales es r, que es la tasa correspondiente al costo total de financiamiento al que se haya conseguido financiar las obras a incorporar en el sistema de la futura TGC al momento de su privatización.

\bar{R} es el monto equivalente a la suma de la parte del valor de libros

los activos de ENARSA a incluir en la privatización, con más la del monto de las inversiones a realizar, incluyendo el costo de su financiamiento, que las tarifas reguladas de TGC no sean capaces de recaudar. Por lo cual, los valores de estos conceptos también definen \bar{R} y por lo tanto, a.

Cargos tarifarios

Si consideramos que el universo de puntos o rutas i corresponde úni-

ON ES UN MONTÓN

AXION energy

YA TENÉS TU DESCUENTO EN COMBUSTIBLE

AXION energy

Garrefour

TICKETEK

Movistar Arena

QUANTIUM

Spot

Castrol

JetSMART

DESCUENTOS & BENEFICIOS PENSADOS PARA VOS

Consultar bases, condiciones y toques de descuento de la promoción en onaxionenergy.com o en www.axionenergy.com

camente al mercado interno, entonces se puede aplicar un coeficiente $\beta > \alpha$ a los puntos de salida o rutas dedicadas a la exportación. Nos referimos a la función de estos puntos o rutas y no a su ubicación física o geográfica, que a menudo coincidirá con los elementos utilizados en el mercado interno. Estos puntos de exportación no necesitan mantener la proporcionalidad requerida para los cargos aplicados al mercado interno.

De esta manera, del "requerimiento anual" de ingresos por cargos tarifarios, una parte se obtendría exclusivamente de la exportación y el resto del mercado interno.

Los servicios interrumpibles también deben incluir estos cargos tarifarios, calculados con un 100% de factor de carga, para evitar el "free riding" y el mensaje erróneo de tarifas que lo permitiesen. Estos cargos interrumpibles podrían incluso ser superiores a los resultantes de aplicar el factor de carga del 100% a los cargos firmes.

Los cargos deberán ajustarse periódicamente para alcanzar el objetivo anual de recaudación.

Es importante mencionar que "estampillar"

el cargo tarifario, aunque más sencillo, resultaría en un desajuste de los precios relativos determinados en el proceso de revisión de las tarifas de transporte, por lo que no es recomendable.

Privatización de TGC

Como ya mencionamos, la propuesta intenta resolver el "trade off" entre: (a) asegurar que TGC tenga tarifas con city gates similares a los sistemas con los que competirá, (b) evitar que ENARSA sufra pérdidas como resultado del proceso de privatización de TGC, y (c) garantizar el pago de los costos de inversión y financiamiento necesarios para completar las obras de TGC.

Sin embargo, falta definir la relación entre el proceso de "spin off" de los activos de ENARSA que constituirán TGC una vez completada la privatización, y la naturaleza y destino del instrumento de recepción de los cargos tarifarios.

El instrumento "natural" a utilizar es un fideicomiso según la Ley 26.994. El fiduciario podrá ser cualquier entidad financiera autorizada por la ley. El bien fideicomitado será la recaudación de los cargos

tarifarios, y el fiduciante debiera ser el Estado, a través de la entidad que haya creado el régimen y los cargos. Este no debería ser el regulador, sino la autoridad energética (Secretaría de Energía) o el ministerio correspondiente. Es importante entender que las licenciatarias no tienen derechos sobre la recaudación de los cargos y, por lo tanto, no pueden entregarlos en fideicomiso.

Si el fideicomiso debe ser financiero, deberá emitir títulos valores que se entregarán al beneficiario. Estos títulos se entregarían al inicio del proceso y serían canjeados periódicamente por la recaudación de los cargos.

El beneficiario del fideicomiso (que recibiría los títulos valores si es financiero) debe ser quien tenga a su cargo el repago de las inversiones y el costo del financiamiento de las obras de TGC que estén pendientes de pago, así como el pago a ENARSA de la parte del valor de sus activos a incluir en TGC y que las tarifas reguladas no puedan recuperar. Si esa obligación permanece en ENARSA, esta empresa será la beneficiaria del fideicomiso, y el nuevo licenciario de TGC pagará por el

valor del negocio resultante de la recaudación de las tarifas reguladas que remuneren la prestación del servicio.

Si, en cambio, esas deudas y obligaciones se transfieren junto con los activos de TGC al nuevo licenciario, esa firma será la beneficiaria del fideicomiso. En este caso, la licenciataria percibirá ambas recaudaciones: la de las tarifas reguladas y la de los cargos tarifarios.

La creación de TGC y del fideicomiso debe ocurrir antes de la privatización. Como mencionamos, ENARSA podría vender el 100% de las acciones de TGC.

Después de esta venta, si se procediera de manera similar con otros activos de ENARSA, la empresa estatal podría ser liquidada y el valor de los activos privatizados, descontadas las deudas de ENARSA, sería restituido a los propietarios de ENARSA. Si, en cambio, se decide que ENARSA continúe existiendo como un instrumento de política energética, pudiendo mantener en su patrimonio sólo los activos necesarios para cumplir con su función.

Conclusiones

La solución propuesta insiste en el uso del fideicomiso como instrumento para expandir el sistema de transporte, y de cargos tarifarios. Los errores del pasado, como el mal uso y administración de esos instrumentos, puede y debe evitarse. Estos errores incluyen el re-

traso en la actualización de los cargos o la creación de fideicomisos para obtener beneficios particulares en lugar de concretar las obras y su repago en un plazo razonable. Además, en la solución propuesta, el fideicomiso no contraría deuda para financiarse (eso queda a cargo del comitente), sino que sólo recaudaría los cargos y entregaría esa recaudación a su beneficiario.

Creemos que esta solución resuelve el problema de competitividad de las tarifas de TGC y evitará que la contratación de sus servicios sea un recurso de última instancia y eludido por el mercado, como sucede actualmente con la contratación de GNL importado. Al igual que lo que hoy ocurre con el flujo de GNL, la nueva capacidad de transporte beneficiará a todos los city gates ubicados al norte de Bahía Blanca en el sistema San Martín, y a todos los que reciben y recibirán gas de la Cuenca Neuquina; y no sólo a los city gates del nuevo sistema. Asimismo, esta solución evita que ENARSA o su propietario asuman pérdidas en el proceso de realización de sus activos; y ello así por hasta la proporción del valor de libros de los activos a privatizar que se decida y se logre recuperar en el proceso de privatización y en la definición de los cargos tarifarios.

* Charles Massano es consultor independiente, especialista en regulación de servicios públicos y negocios de energía.

Suscribase

Energía&Negocios

publicidad@energiaynegocios.com.ar

WhatsApp +54911 5746 6979

YPF firma 6 acuerdos para la cesión de 15 áreas convencionales

Luego de finalizado el proceso de “due diligence”, y en los plazos establecidos, YPF S.A. anunció la firma de los primeros seis acuerdos para la venta de 15 áreas convencionales agrupadas en 6 clústeres en las provincias de Río Negro, Neuquén, Mendoza y Chubut.

En ese marco, YPF firmó el lunes 5/8 la cesión del clúster Mendoza Norte con la empresa Petróleos Sudamericanos y las dos áreas de Llancanelo con la firma PCR. También, se avanzó con la cesión a la operadora Velitec del área Señal Picada/Punta Barba ubicada en las provincias de Río Negro y Neuquén.

En la provincia de Chubut, la compañía PECOM continuará con el desarrollo de las áreas Escalante – El Trébol y Campamento Central - Cañadón Perdido. En tanto, se acordó con las operadoras Bentia Energy e Ingeniería Sima, la cesión de las cuatro áreas que comprenden el clúster de Neuquén Norte.

Como es habitual para estas operaciones, las mencionadas cesiones se encuentran sujetas al cumplimiento de condiciones comerciales y regulatorias. Es por ello que, tras la firma de estos primeros acuerdos, YPF elevará los mismos a cada uno de los gobiernos provinciales quienes deberán validar el proceso de cesión definitivo de las áreas.

Se espera que, en las próximas horas, avancen las negociaciones por los bloques convencionales que aún continúan a la venta y forman parte del Proyecto “An-

des”. Este proceso se inició en febrero de este año con el objetivo de optimizar el portfolio de áreas del Upstream convencional con la premisa de buscar la eficiencia del capital de inversión de YPF, permitiendo a la empresa continuar

desarrollando las áreas no convencionales que aportan mayor rentabilidad por dólar invertido. A lo largo del proceso, que llevó adelante el Banco Santander, se recibieron más de 60 ofertas de unas 30 compañías nacionales e internacionales

lo que demuestra el interés de la propuesta.

Se denomina “yacimientos maduros” a aquellos que ya pasaron su pico “óptimo” de producción. Las buenas prácticas de la industria petrolera establecen que para las compañías

grandes como YPF no es eficiente ni rentable seguir produciendo en este tipo de áreas. Por ende, esos yacimientos deben ser operados por PyMES u operadoras más pequeñas que puedan darle continuidad a la actividad.



Tecpetrol

Fortín de Piedra
1 TCF en tiempo récord.

Alcanzamos un trillón de pies cúbicos de producción acumulada de gas, equivalente al consumo de todos los hogares de Argentina durante 3 años.

Hacemos realidad la energía de Vaca Muerta.

www.tecpetrol.com

Instagram | Facebook | X | LinkedIn | Twitter

Desprolijidades y conflictos internos en la política energética de Javier Milei

Desde la campaña electoral, Javier Milei propuso implementar acciones urgentes para establecer precios competitivos en materia energética, respetando los costos de producción, transporte y distribución de energía, cubriendo las necesidades de inversión, reduciendo subsidios y apuntando al equilibrio de las cuentas públicas.

Sin embargo, desde el inicio de su gestión se mostraron ciertas desprolijidades: tres normas diferentes —el DNU 55/2023, el DNU 70/2024 y la Ley “Bases”— imponen la emergencia tarifaria y energética.

El Decreto 55/2023 declaró la emergencia hasta el 31 de diciembre de 2024, buscando garantizar la continuidad y calidad de los servicios energéticos en un contexto de severos problemas financieros.

Esto pone de manifiesto la falta de previsión y planificación, subrayando la dependencia del país de so-

luciones a corto plazo en lugar de estrategias sostenibles.

Además, esta medida podría ser vista como una admisión de la falta de eficiencia y transparencia en la gestión energética previa. La emergencia del DNU 70/2024, que abarca economía, finanzas, administración, previsión, tarifas, sanidad y aspectos sociales hasta el 31 de diciembre de 2025, expone la falta de una estrategia unificada y coordinada para abordar estas crisis de manera integral desde el inicio.

La efectividad del gobierno en múltiples dimensiones depende de una administración eficiente y coordinada, históricamente difícil de lograr. La Ley Bases declara la emergencia en materia administrativa, económica, financiera y energética por un año, delegando facultades extraordinarias al Ejecutivo, lo que pone de manifiesto la debilidad institucional y la inca-



pacidad de los mecanismos normales de gobierno para responder a las crisis de manera efectiva.

Aunque estas medidas permiten una reacción rápida ante eventos determinados, también plantean preocupaciones sobre la transparencia y la rendición de cuentas.

Más contradicciones:

A través de la Ley Bases, Milei decidió crear el Ente Nacional Regulador del Gas y la Elec-

tricidad, unificando las funciones del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).

Esta nueva entidad asumiría todas las responsabilidades de sus predecesoras en un intento de centralizar y optimizar la regulación del gas y la electricidad en el país.

Sin embargo, ambos entes se rigen por leyes específicas que incluyen reglas de la licencia (en gas) y reglamentos

de la prestación del servicio, con una tasa de fiscalización y control para su financiamiento.

No está claro quién es el autor del proyecto. Todo indica que sería Federico Sturzenegger, autor de la Ley Bases, que ordena la unificación lo antes posible.

Eduardo Rodríguez Chirillo propuso subsidiar a hogares que gasten más del 10% de sus ingresos mensuales en una canasta básica energética de gas y electricidad, lo que constituiría el límite de la pobreza energética.

Para esto, un ente único sería más adecuado, explicando mejor la idea de la unificación de los Entes Reguladores y los subsidios a partir de medir el total de la energía consumida.

No se mencionó al GLP, a pesar de su importancia para la población más vulnerable. Ya en campaña, La Libertad Avanza planteaba este tema. Rodríguez Chirillo, en junio de 2023 en el Consejo Argentino para las Relaciones Internacionales (CARI), dijo que se buscará la unificación de los entes reguladores de la electricidad (ENRE) y del gas (ENARGAS) “en el largo plazo”, confirmado mediante los decretos 161 y 175.

Esta declaración la reiteró en diciembre en el Club del Petróleo. No obstante, la idea de unificación al estilo del Ofgem británico contradice el llamado a concurso para la integración de los directorios del ENARGAS y del ENRE.

Se convoca a aspirantes a concurso abier-



SOMOS LA EMPRESA DE MAYOR DESARROLLO EN SOLUCIONES MIDSTREAM DE HIDROCARBUROS EN AMÉRICA LATINA

Con la más **alta tecnología** al servicio del control y medición en cada transferencia, nos **comprometamos con la precisión.**

Brindamos toda nuestra potencia para que **más energía** llegue a destino

Porque nuestro trabajo es custodiar la **energía de nuestros clientes.**

WWW.TMYC.COM.AR
(+54 11) 5031-9800

to de antecedentes y oposición para la designación de los cargos de presidente, vicepresidente y vocal primero en el ENRE, y presidente, vicepresidente y tres directores en el ENARGAS, excediendo esta gestión de gobierno. Fuentes del gobierno manifestaron que esto produjo rispidez en el Gabinete y que "Toto" Caputo pidió la renuncia a Rodríguez Chirillo.

Las resoluciones para el llamado son similares, ordenando la conformación de los Comités de Selección para el ENRE, en la Subsecretaría de Energía Eléctrica a cargo de Damián Eduardo Sanfilippo, y para el ENARGAS, en la Subsecretaría de Combustibles Gaseosos, a cargo de Eduardo Jorge Oreste, que aún no fue nombrado, cuestión que debería resolverse cuanto antes para cumplir con el decreto.

No está claro si se debe a una desprolijidad de la gestión o a internas que suceden desde la asunción de Javier Milei.

Los llamados ponen en duda el proyecto de unificación de ambos organismos reguladores incluido en la Ley Bases. Pero no solo la unificación de los entes es motivo de conflicto entre el ministro "Toto" Caputo y el secretario Rodríguez Chirillo, las tensiones amenazan con desen-

cadena un escándalo de corrupción.

Recientemente, Fernando Olaizola, cercano a Chirillo, denunció públicamente que Mario Cairella, vicepresidente de Cammesa, está involucrado en negociados de miles de millones de dólares.

Olaizola, sin cargo oficial, hizo estas denuncias en un comentario en el medio especializado EconoJournal, apuntando directamente a Cairella, hombre del ministro Caputo. *"Cómo les cuesta a algunos soltar la teta... se sabe que en los últimos 20 años a Cammesa se le perdieron en el camino algunos miles de millones de dólares que fueron a las manos porosas de algunos funcionarios y sus amigos"*.

Dijo también que Chirillo solo está "cortando el business" y acusó a Jorge Ruisoto, director de Auditorías de Cammesa, de operar en la prensa para continuar con la corrupción.

El comentario de Olaizola cobra relevancia debido a su papel en la negociación de un acuerdo tripartito de gas entre Bolivia, Brasil y Argentina durante el primer semestre del año, a pesar de no tener un cargo oficial. Su participación en estas negociaciones fue confirmada por su presencia en un viaje a Río de Janeiro el 17 de abril para firmar un memorando con



Petrobras.

La denuncia también menciona al presidente y vicepresidente de Enarsa, Juan Carlos Dancel Jones y el chileno Rigoberto Mejía Avena, quienes formaron parte de la comitiva en Brasil. Mejía Avena está siendo investigado por un acuerdo con Petrobras relacionado con la importación de gas a precios elevados, lo que plantea un posible conflicto de intereses debido a su anterior rol en la petrolera brasileña.

Este conflicto interno en la Secretaría de Energía es un reflejo de una lucha más amplia entre los equipos de Sturzenegger y Caputo. Olaizola, Mejía Avena y Chirillo son parte del grupo de Carlos Bastos, aliado de Domingo Cavallo, enfrentándose a Caputo, quien ha sumado a Daniel González y mantiene vínculos con Cairella desde la admi-

nistración macrista.

La fricción entre Rodríguez Chirillo y Caputo ha impactado en la política energética, como la postergación de la implementación de la canasta básica energética y la desregulación del sector, que ha aumentado la importación de energía a precios elevados.

En este contexto, Cairella pidió claridad sobre el rol de Cammesa en la importación de energía, poniendo más presión sobre Chirillo. Olaizola reiteró sus acusaciones, mencionando el desvío de recursos equivalentes a "barcos completos" de combustible, lo que, según él, ha contribuido a la situación financiera crítica de Cammesa. Olaizola afirmó tener un conocimiento profundo de la historia de la empresa y de las fortunas acumuladas por los funcionarios involucrados

en estos desvíos.

Este enfrentamiento refleja la intensa disputa de poder dentro del Gobierno y la Secretaría de Energía, con implicaciones serias para la gestión y estabilidad del sector energético en Argentina. Entre los esbirros de Rodríguez Chirillo se encuentra el abogado Carlos Morales, que no tiene cargo en la Secretaría. Figura en la nómina del ENARGAS, pero actúa en nombre de Rodríguez Chirillo, oficiando de sayón del personal y atenuando el desgaste del Secretario. "El Funebrero", apelativo dedicado por el personal a Morales por su vocación para despedir personal, mostró sus dotes al disolver el Grupo Asesor de la Secretaría de Energía (GASE), un organismo creado en 2005 que administraba cuatro fideicomisos que solventaban gastos corrientes de las centrales térmicas privatizadas o administradas por Enarsa, entre ellas Termoelectrónica San Martín y Termoelectrónica Manuel Belgrano.

Morales se sumó a la función pública de la mano de Julio de Vido, pero durante la campaña electoral 2023 se presentaba como el futuro secretario de Energía de Sergio Massa y hoy se mueve con pasmosa impunidad.

Charo Martínez

CINTER

INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN PARA PROYECTOS ESTRATÉGICOS

Fuerte caída de los subsidios

El Observatorio de Tarifas y Subsidios del IIEP (UBA-CONICET) ha publicado su informe mensual, que presenta un análisis exhaustivo de las tarifas de servicios públicos y subsidios en el AMBA y otras regiones de Argentina.

El Instituto Interdisciplinario de Economía Política (IIEP) es un organismo de doble dependencia (UBA y CONICET) dedicado a la investigación académica de alto nivel en el área de la economía.

Según el informe que nos remite el Lic. Julián Rojo, en julio de 2024, el gasto mensual promedio de un hogar en el AMBA para cubrir necesidades energéticas, de transporte y agua potable fue de \$142.645, lo que representa un incremento del 2% respecto al mes anterior.

Este aumento se debe a mayores consu-

Aumento de la canasta de los servicios públicos / AMBA

	VAR. % 1° SEMESTRE 2024
AGUA	249%
ENERGIA ELECTRICA	229%
GAS NATURAL	1208%
TRANSPORTE	410%
CANASTA	374%

Fuente: elaboración propia en base a cuadros tarifarios.

mos durante el invierno y a ajustes en las tarifas de energía eléctrica y gas natural a partir del 1 de junio.

Por su parte, la cobertura promedio de los costos de los servicios públicos en el AMBA se mantuvo en el 41% en julio. Esto implica que los usuarios cubren el 41% de los costos, mientras que el Estado subvenciona el 59% restante. Esta cobertura varía entre diferentes

tipos de hogares y servicios, siendo dispareja en su distribución.

Reducción de Subsidios

Los principales subsidios económicos a los sectores de Agua, Energía y Transporte tuvieron en junio un crecimiento acumulado anual del 111% en comparación con el mismo período del año anterior, lo que muestra

una reducción real del 44% anual en el período. Sin embargo, durante el primer semestre se agotó el crédito vigente (prorrogado del presupuesto 2023), lo que resultó en un límite a los devengamientos y pagos. En junio, se observa una caída en los gastos devengados que podría no reflejar completamente la situación debido a devengamientos pendientes por falta de crédito.

En julio, el DNU 594 amplió el crédito presupuestario para subsidios económicos por un total de \$3.542.004 millones, destacándose CAMMESA, ENARSA y el FFSIT con aumentos del 129%, 114% y 94%, respectivamente. A partir de esta ampliación, en el primer semestre se ejecutó el 43% del crédito vigente para los principales rubros.

Los subsidios a la Energía, que representan el 77% del total, aumentaron 107% anual nominal, pero se redujeron 46% en términos reales en el primer semestre.

En junio, el devengamiento de CAMMESA fue bajo debido a la falta de crédito, alcanzando solo \$42.344 millones frente a un promedio de \$525.277 millones en los tres meses anteriores, lo que representa un 6% del promedio de marzo a mayo. Es pro-

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 Rios.

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

bable que los montos no devengados en junio se imputen en los meses siguientes conforme a la ampliación presupuestaria de julio.

Las transferencias devengadas de Energía Argentina S.A. (ENARSA) acumuladas en seis meses aumentaron un 73% anual nominal, pero se redujeron un 55% en términos reales. Las transferencias a CAMMESA aumentaron un 155% nominal anual, mientras que se redujeron un 33% en términos reales. Las transferencias por el Plan Gas Ar, que incentiva la producción de gas natural, disminuyeron un 73% anual nominal, lo que equivale a una reducción del 92% en términos reales.

El sector Transporte representó el 23% de las transferencias, con un crecimiento del 136% anual nominal, lo que equivale a una reducción del 37% en términos reales.

La partida más relevante en este sector es el Fondo Fiduciario del Sistema de Infraestructura del Transporte (FFSIT), que creció un 162% anual nominal y se redujo un 30% en términos reales acumulados en el primer semestre de 2024.

Por primera vez en el año, se registraron transferencias a Aerolíneas Argentinas por un total de \$58.733 millones, con un crecimiento nominal del 161% y una caída real del 30%. Mientras tanto, AYSA devengó solo \$75 millones, comparado con los \$13.203 millones del mismo período del año anterior.

En los primeros seis meses de 2024, los subsidios nominales sumaron \$3,8 billones, mientras que en moneda constante de junio sumaron \$4,2 billones, lo que representa una reducción del 44% res-



Tarifas en rubros seleccionados
En millones de \$ reales en moneda de junio de 2024

	Acumulado a junio 2024	Acumulado a junio 2023	Var. % a.a nominal	Var. % a.a real
AGUA	75	13.203	-99%	-100%
AYSA	75	13.203	-99%	-100%
ENERGÍA	2.959.703	1.430.699	107%	-46%
CAMMESA	1.758.176	690.322	155%	-33%
ENARSA	1.190.094	687.468	73%	-55%
FONDO FID. PARA EL CONSUMO DE GLP Y GAS POR REDES	0	11.153	-100%	*
PLAN GAS.AR	11.433	41.756	-73%	-92%
TRANSPORTE	862.394	365.825	136%	-37%
AEROLÍNEAS ARGENTINAS	58.733	22.500	161%	-30%
FONDO FID. DEL SISTEMA DE INFRAESTRUCTURA DEL TRANSPORTE	443.082	169.242	162%	-30%
ADM. DE INFRAESTRUCTURAS FERROVIARIAS S.E. (ADIF S.E.)	19.736	25.308	-22%	-80%
DESARROLLO DE CAPITAL HUMANO FERROVIARIO S.A.	13.602	6.826	99%	-47%
FERROCARRILLES ARGENTINOS S.E	1.055	526	100%	-44%
OPERADOR FERROVIARIO S.E.	326.187	141.423	131%	-39%
TOTAL	3.822.172	1.809.728	111%	-44%

Fuente: elaboración propia en base a Presupuesto Abierto e INDEC

pecto al mismo período del año anterior. Esta variación se explica mayormente por menores transferencias reales a ENARSA y CAMMESA, que explican 21 y 13 puntos porcentuales, respectivamente, de los 44 puntos totales de reducción. Sin embargo, este análisis deberá ser revisado

en función de los efectos del agotamiento del crédito presupuestario ya descrito.

Impacto en Industria y el Comercio

El informe indica que en julio de 2024, las facturas eléctricas promedio para industrias y comercios en provincias

seleccionadas fueron de \$261.000 y \$1.1 millones respectivamente. Estas cifras reflejan un incremento significativo en comparación con febrero de 2024, debido a los ajustes tarifarios en energía.

En el caso de la canasta de servicios públicos del AMBA representó el 15% del salario

promedio registrado.

El gasto en transporte, energía eléctrica y gas natural se distribuye de manera similar en esta canasta. Los aumentos tarifarios y la reducción de subsidios han incrementado la proporción del salario destinada a estos servicios.

Incrementos Desiguales

El informe señala diferencias en los incrementos tarifarios entre provincias. En Buenos Aires, los aumentos oscilaron entre el 250% y el 699% para distintos niveles de ingresos.

La provincia de La Rioja registró los menores incrementos, aunque sus tarifas no han sido actualizadas recientemente, lo que podría llevar a una acumulación de deudas con CAMMESA.

Evolución de los Subsidios

En el primer semestre de 2024, los subsidios representaron el 12,2% de los gastos primarios, una disminución de 1.5 puntos porcentuales respecto al mismo período en 2023. Durante este tiempo, los subsidios se otorgaron en un contexto de superávit primario, a diferencia del déficit registrado en 2023.

Tarifas de Transporte Público

El Gobierno Nacional eliminó el Fondo de Compensación al Transporte Público del Interior en febrero de 2024, lo que llevó a un aumento generalizado en las tarifas de transporte urbano a nivel federal. Las ciudades con las tarifas más altas incluyen Formosa y Rawson, mientras que el AMBA tiene la tarifa mínima más baja.

ELECTRICIDAD

Merzas en residencial,
comercial e industrial

La demanda de electricidad registró una caída de 7% en junio

La demanda de energía eléctrica durante el mes de junio último registró una baja interanual de -7 por ciento al totalizar 11.223,6 GWh a nivel nacional, en comparación con el registro de 12.069,7 GWh de junio de 2023. Se trata del consumo más bajo en términos nominales para ese mes desde 2020, señaló la Fundación Fundelec en su informe periódico.

Con estos datos de junio, en el primer semestre del año la caída en la demanda de electricidad acumula el -1,5 por ciento.

En tanto, las distribuidoras de Capital y GBA tuvieron en junio una baja de -10,7 % y, en todo el país, descendieron en promedio los consumos residenciales, industriales y comerciales.

Datos de Junio 2024

En junio de 2024, la demanda neta total del MEM fue de 11.223,6 GWh; mientras que en el año anterior había sido de 12.069,7 GWh, y por lo tanto la comparación interanual evidencia un descenso de -7 por ciento.

En junio, se produjo un decrecimiento intermensual del -8,1 % respecto de mayo de 2024, cuando alcanzó los 12.209,5 GWh.

Además, se registró el uso de una potencia máxima de 24.051 MW, el 25 de junio de 2024 a las 21:00, muy lejos del récord histórico de 29.653 MW registrado



en febrero de 2024. En cuanto a la demanda residencial de electricidad en junio, representó el 48 % del total país con una caída de -8,2 % respecto al mismo mes del año anterior.

En tanto, la demanda comercial descendió -5,1 %, siendo el 26 % del consumo total. Y la demanda industrial representó el 26 %, con una caída en el mes del orden del -6,9 %, aproximadamente, destaca el informe.

Evolución del consumo en los últimos meses

La demanda eléctrica registró en los últimos doce meses (incluido junio de 2024): 8 meses de baja (julio de 2023, -1,3 %; agosto, -0,2 %; noviembre, -2,5 %; diciembre de 2023, -9,7 %; enero de 2024, -3,7 %; marzo, -14,6 %; abril, -0,4 %; y junio de 2024, -7 %) y 4 meses de suba (septiembre de

2023, 6,3 %; octubre de 2023, 2,3 %; febrero de 2024, 7,9 %; y mayo de 2024, 12,9 %). El año móvil (últimos doce meses) presenta una baja de -1,4 por ciento.

Además, los registros anteriores muestran que el consumo de julio de 2023 llegó a los 12.471,8 GWh; agosto, 11.756,02 GWh; septiembre, 10.962,2 GWh; octubre, 10.453,3 GWh; noviembre, 11.040,7 GWh; diciembre de 2023, 11.762,6 GWh; enero de 2024, 13.086,9 GWh; febrero, 12.848,05 GWh; marzo, 11.948,9 GWh; abril, 10.000,2 GWh; mayo, 12.209,5 GWh; y en junio de 2024 alcanzó los 11.223,6 GWh.

En cuanto al consumo por provincia, en junio fueron 23 las provincias y/o empresas que marcaron descensos: Misiones (-13 %), Catamarca y Santa Fe (-10 %), San Luis (-9 %), EDEN, EDELAP y Jujuy (-8 %), EDES

y Santa Cruz (-7 %), Mendoza, Santiago del Estero y San Juan (-6 %), Córdoba, Entre Ríos y La Pampa (-5 %), EDEA (-4 %), Corrientes y La Rioja (-3 %), Tucumán y Río Negro (-2 %), Chaco (-1 %), entre otros.

Por su parte, 2 provincias presentaron ascensos en el consumo: Formosa (3 %) y Chubut (7 %). En tanto, Salta y Neuquén mantuvieron el mismo nivel de consumo que en junio del año pasado.

En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de Capital y GBA, que demandaron 33 % del consumo del país y totalizaron un descenso conjunto de -10,7 %, los registros de CAMMESA indican que EDENOR tuvo una baja de -11,5 %, mientras que en el área de EDESUR la demanda de electricidad descendió -9,6 %. El resto del país bajó en su consumo -4,9 por ciento.

Temperaturas

El mes de junio de 2024 fue menos frío en comparación con junio de 2023. La temperatura media fue de 14.6 °C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue de 13.2 °C, y la histórica es de 11.7 °C.

Datos de generación

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

En junio, la generación hidráulica se ubicó en los 2.243 GWh contra 2.247 GWh en el mismo período del año anterior, lo que representa una variación negativa de -0,17 %.

Por su parte, la potencia instalada es de 43.603 MW, donde el 58 % corresponde a fuente de origen térmico y un 38 % de origen renovable.

En junio siguió liderando ampliamente la generación térmica con un aporte de producción de 52,01 % de los requerimientos.

Las centrales hidroeléctricas aportaron para cubrir 19,21 % de la demanda, las nucleares proveyeron el 9,67 % y las generadoras de fuentes alternativas 13,75 % del total. Por otra parte, la importación representó el 5,36 % de la demanda total, describió Fundelec.

Molino Argentino comprará energía verde a Genneia

Molino Argentino S.A., la empresa especializada en la fabricación de harinas especiales para clientes industriales y uno de los principales molinos harineros de trigo del país, llegó a un acuerdo estratégico con Genneia, la compañía líder en generación de energías renovables en Argentina, para abastecer al 100% de energía limpia sus operaciones en su planta de la localidad de Open Door, partido de Luján.

La nueva alianza entre las compañías se enmarca a través del sistema privado Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), estableciendo un contrato de provisión de energía limpia por un período de 7 años. La energía renovable será

suministrada desde un pool de activos de Genneia, conformado por parques eólicos y solares de la compañía.

Con más de 125 años, Molino Argentino S.A. continúa incorporando tecnología de calidad para brindar las mejores materias primas a sus clientes. Asimismo, refuerza su compromiso en materia de Responsabilidad Social Empresaria, generando iniciativas para la comunidad a través de actividades enfocadas en salud, alimentación y educación. Su certificación del esquema FSSC 22000 de inocuidad alimentaria lo ha transformado en referente del sector donde desarrolla su actividad.

Gustavo Anbinder, Director de Negocios & Desarrollo de Genneia

agregó: *“Es un placer poder trabajar junto a Molino Argentino S.A., brindándoles energía verde y acompañándolos en su proceso de descarbonización. Esta acción fortalece nuestro compromiso con el medio ambiente y nos permite continuar avanzando en un cambio cada vez más sólido en materia de energías renovables.”*

Horacio Badino, Presidente del Directorio de Molino Argentino S.A. sostuvo que *“Entendemos que la sustentabilidad es un pilar clave para seguir desarrollando nuestro negocio. Es por eso que contar con el apoyo de Genneia, una empresa líder en el sector energético, nos potencia para continuar reforzando nuestro compromiso*

con el medio ambiente, contribuyendo al bienestar de nuestro planeta.”

Acerca de Molino Argentino S.A.

Molino Argentino cuenta con más de 125 años de trayectoria en el mercado industrial molinero, su performance actual lo ubica entre los principales molinos harineros de trigo del país, manteniendo la excelencia de sus productos, privilegiando la relación con su entorno social, colaboradores internos, clientes y proveedores.

Sus instalaciones cuentan con sistemas de operación y control automáticos que mantienen el cereal en óptimas condiciones para su preparación y mo-

lienda, a través de procesos que permiten la obtención de productos con alto grado de calidad, tanto en sus aspectos técnicos como de seguridad alimentaria.

Su principal mercado son las harinas industriales, como también la comercialización de harinas especiales, harinas termotratadas, rebozadores, harinas diseñadas para clientes con especificaciones particulares y subproductos.

Entre los destinos tradicionales de exportación se pueden encontrar: Brasil, Chile, Bolivia y Uruguay. Además, países de la cuenca del Caribe, Costa del Pacífico y África son otros de los destinos habituales de exportación.



6° Convención CEMA Business as usual vs. Business sustentables

11 DE SEPTIEMBRE - EVENTO PRESENCIAL



La potencia instalada en la primera etapa será de 200 MW

YPF Luz construirá parque solar “El Quemado I” en Mendoza

YPF Luz anunció la construcción de un nuevo proyecto para continuar aportando energía renovable y competitiva a las industrias y empresas del país, a través del Mercado a Término de Energía Renovable (MATER).

Se trata del Parque Solar Fotovoltaico “El Quemado 1”, que estará ubicado en el departa-

tamento de Las Heras, provincia de Mendoza, a 53 km de la ciudad capital, y a 13 km de la localidad de Jocolí.

El proyecto desarrollado junto con EMESA (empresa mendocina de energía), está ubicado en una zona de alta radiación, y se estima que tendrá un factor de capacidad estimado de 31.4 por ciento.

En una primera etapa el parque contará con más de 330.000 paneles bifaciales de última generación instalados en una superficie de 350 hectáreas.

La potencia instalada de esta etapa será de 200 MW, que equivale a la energía que utilizan más de 180.000 hogares, y evita la emisión de más de 298.000 tonela-

das de dióxido de carbono al año. Su puesta en marcha se prevé para el primer trimestre de 2026, con un plazo de construcción de 18 meses, y una inversión estimada de U\$S 170 millones en la primera etapa.

Martín Mandarano, CEO de YPF Luz, expresó al respecto que “estamos felices de anunciar este proyecto que reafirma el compromiso con nuestra estrategia de acompañar a las empresas e industrias para que produzcan con energía eficiente y sustentable. Este nuevo parque nos permite ampliar a 8 provincias el desarrollo de nuestras operaciones a lo largo del país para continuar diversificando la matriz energética nacional”.

El Parque Solar Fotovoltaico El Quemado I permitirá a YPF Luz alcanzar 915 MW de capacidad instalada renovable. Actualmente, la compañía cuenta con 497 MW en operación y 418 MW en construcción, que corresponden al nuevo parque de 200 MW, al Parque Eólico General Levalle, de 155 MW en la provincia de Córdoba, y al Parque Eólico CASA de 63 MW, ubicado en Olavarría, provincia de Buenos Aires. Estos proyectos reafirman el liderazgo de YPF Luz en la provisión de energía renovable y su presencia federal en 8 provincias del país.

Características del Parque Solar Fotovoltaico El Quemado 1:

- Inversión: U\$S 170 millones.

- Factor de capacidad: de 31,4 %.
- Potencia instalada: 200 MW.
- Energía equivalente a más 180.000 hogares.
- Ahorro de 298.609 toneladas de CO2 al año.
- Paneles: 337.212 paneles fotovoltaicos bifaciales.
- Empleo en etapa de obra: más de 400 personas en pico de obra.
- Superficie: 350 hectáreas en una superficie total de 2.816.
- El parque se interconectará al Sistema Argentino de Transporte Eléctrico a través de la actual Línea de Alta
- Tensión 220 kV “Cruz de Piedra (Mendoza) - San Juan” que incluye la construcción de la nueva Subestación Transformadora El Quemado.
- Fecha de inauguración: primer trimestre de 2026.

Acerca de YPF Luz

YPF Luz (YPF Energía Eléctrica S.A.) es una empresa de generación de energía eléctrica que lidera la transición energética desde 2013. Su misión es generar energía rentable, eficiente y sostenible, optimizando los recursos naturales para producir energía térmica y renovable.

La compañía alcanzó una capacidad instalada total de 3,2 GW que abastece al mercado mayorista y a las industrias. Actualmente cuenta con una capacidad instalada renovable de 497 MW y está construyendo tres parques renovables que suman 418 MW adicionales.



Con GreenPlus® la descarbonización y reducción de emisiones están a su alcance.

Descubra más beneficios en:
www.horebenergy.com



HOREB ENERGY

Gracias a su tecnología obtiene combustibles altamente eficientes

Horeb Energy hace posible la descarbonización

Horeb Energy, con más de veinte años en el mercado, se dedica a la producción, distribución y comercialización de catalizadores líquidos GreenPlus® y Bio-Booster®, basados en la acción de las nanomoléculas catalizadoras.

Estas permiten a los combustibles reducir la resistencia a ser quemados, optimizando su combustión y aumentando la eficiencia a la conversión de energía térmica en energía mecánica, lo cual resulta en la obtención de un Combustible de Transición Energética.

Está comprobado que la incorporación de GreenPlus® (en naftas, gasolinas y diésel) o de BioBooster® (en etanol) mejoran la eficiencia de los combustibles en un 7%, otorgan una mayor vida útil a los motores y reducen el costo social del carbón y las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero. Actualmente el Combustible de Transición Energética está disponible en más de 20.000 puntos de venta en América Latina. Horeb Energy, a través de alianzas estratégicas, llega en México a estaciones de servicio Pemex, AKRON y GULF, entre otras. En Brasil abastece con sus productos a la extensa red de puestos de combustible de los Grupos Dislub-Ecuador, Rodoil y Alé Combustiveis. Las operaciones en territorio brasileño destacan por un número creciente de empresas de ómnibus, mineras y operadores portuarios que ya utilizan estos combustibles.

Horeb Energy cuenta con plantas de producción certificadas "Cero Residuos", una en México y la otra en Brasil, a las que se le sumará una nueva planta en Europa que tiene por ob-

jetivo cubrir las nuevas necesidades específicas de los combustibles marinos de la Unión Europea; colaborando con las mismas a alcanzar la reducción obligatoria de sus emisiones de gases

contaminantes, estipuladas por las regulaciones que entrarán en vigencia a partir de 2025.

La misión de Horeb Energy consiste en transformar los grandes "commodities" del pla-

neta en productos de innovación tecnológica para obtener combustibles altamente eficientes y menos contaminantes consolidando así la Transición Energética a nivel global.

iAPG

AOG
ARGENTINA OIL&GAS

PATAGONIA

23 – 25 Octubre, 2024

Espacio DUAM, Neuquén

- ▶ Se parte de la **mayor reunión regional de compañías líderes de petróleo y gas**

aogpatagonia.com.ar

Organiza **iAPG**
INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS

Realiza **messe frankfurt**

Horarios: miércoles a viernes de 13 a 20 hs.
La exposición está orientada a empresarios y profesionales del sector. Para acreditarse debe presentar su documento de identidad.

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

Bentia Energy adquiere el Clúster Neuquén Norte de YPF

Bentia Energy una nueva empresa con una visión ambiciosa de desarrollo, ha formalizado la adquisición del Clúster Neuquén Norte de YPF. Este acuerdo, que marca el inicio de una nueva etapa para la compañía, consolida a Bentia Energy como un actor clave en el sector energético y minero del país.

Un paso estratégico hacia el futuro energético

El Clúster Neuquén Norte, compuesto por las áreas Señal Cerro Bayo, Volcán Aucá Mahuida, Don Ruiz y Las Manadas, representa un activo estratégico para Bentia Energy.

Esta adquisición se alinea con la visión de la empresa de contribuir al crecimiento económico de Argentina a través de la explotación responsable de los recursos naturales. Sinergia y experiencia para un desarrollo sostenible. Con un equipo humano altamente capacitado y una sólida alianza con SIMA Ingeniería, Bentia Energy está preparada para optimizar la producción y la eficiencia del Clúster Neuquén Norte. La experiencia de SIMA Ingeniería como contratista de



Javier Iguacel, Lisandro Garmendia, Lucas Logaldo y Diego Manfio

YPF en el área, combinada con la visión estratégica de Bentia Energy., permitirá desarrollar un plan de explotación sostenible y rentable.

Un nuevo actor con un gran potencial

Nacida de la sinergia en-

tre los accionistas y directivos de TB Cargo, Lisandro Garmendia, Lucas Logaldo y Javier Iguacel, Bentia Energy se posiciona como una empresa con un gran potencial de crecimiento.

Su compromiso con la innovación, la eficiencia y el desarrollo sostenible la con-

vierten en un referente en el sector energético argentino.

Javier Iguacel, CEO de Bentia Energy:

“Esta adquisición representa un hito fundamental en nuestro camino hacia el desarrollo de una empresa energética de clase mundial.

Estamos comprometidos a maximizar el potencial del Clúster Neuquén Norte, generando valor para nuestros accionistas, empleados y para toda la comunidad”.

YPF a cargo del proceso de desinversión: *“Esta transacción demuestra el compromiso de YPF con la optimización de su portafolio y la búsqueda de nuevos socios estratégicos para el desarrollo de la industria energética argentina”.*

Acerca de Bentia Energy S.A.

Es una nueva empresa argentina con una visión clara: desarrollar el potencial energético y minero del país.

Con un equipo multidisciplinario y una sólida base financiera, la compañía está comprometida con la excelencia operativa, la sostenibilidad y el desarrollo de las comunidades donde opera.

“dejenos manejar su presión..”

COMPONENTES DESDE 10K HASTA 60K

www.casucci-sa.com “la elección lógica”

Shell Argentina cambió de presidente, asumió Germán Burmeister

Shell Argentina anunció un cambio en su gerencia desde el 1 de agosto.

Germán Burmeister asume como nuevo Senior VP y Country Chair de Shell para Argentina, Chile y Uruguay en reemplazo de Ricardo Rodríguez, quien tomará nuevas funciones en Houston. Burmeister es Ingeniero en Petróleo por el ITBA y cuenta con un MBA de IAE Business School.

En sus 23 años de carrera en Shell, ocupó roles comerciales, de estrategia y de gerencia en América Latina, África, Asia y Europa.

Actualmente, se desempeñaba como Senior VP y Country Chair de la compañía en Kazajistán.

“Vuelvo a la Argentina con la ambición de llevar nuestras operaciones en Vaca Muerta al próximo nivel y con ello, hacer historia para Shell y para el desarrollo de nuestro país”, adelantó el nuevo presidente. Las operaciones de Shell en Vaca Muerta fueron elegidas Asset of the year del



Shell en 2023 y se consolidan como un activo en crecimiento en el portfolio de Upstream de la compañía. *“Es un orgullo tomar posición a poco de cumplirse los 110 años de Shell Argentina el próximo 10 de septiembre y poder continuar con un legado de muchos éxitos en Vaca Muerta gracias al compromiso y el esfuerzo de muchos colegas a lo largo*

de estos años”, celebró Burmeister

Perfil de Germán Burmeister

Burmeister se desempeñará como Senior VP y Country Chair de Shell Argentina, Uruguay y Chile desde el 1 de agosto.

Actualmente es Senior VP y Country Chair de Shell Kazajistán desde agosto de 2021

y asumirá como Senior VP y Country Chair de Argentina, Uruguay y Chile desde el 1 de agosto de 2024.

Lleva 23 años de carrera en Shell, ocupando roles comerciales, de estrategia y más recientemente, de gerencia, basado en Brasil, Nigeria, La Haya y Kazajistán.

Ingresó en la compañía en febrero de 2001 en el área de gas, de-

sarrollando nuevos negocios y representante de Shell en Comgas en Brasil. En 2003, fue designado Senior Strategy Advisor para desarrollar la estrategia comercial y trading de gas en Europa.

En 2006 pasó a liderar las actividades comerciales y los ventures no operados de Shell en Nigeria, Camerún y Gabón. Y entre 2011 y 2014, fue VP Group Strategy & Competitive Intelligence, con base en La Haya.

Más tarde, entre 2014 y 2021, residió en Brasil, donde ocupó las posiciones de Vice President Brasil y de VP Upstream Americas – Libra responsable de la producción offshore de petróleo y gas.

Desde 2021 hasta la actualidad es Senior VP y Country Chair de Shell Kazakhstan. Previo a su paso por Shell, ocupó diversos roles en América del Sur para ExxonMobil y Pluspetrol.

Es Ingeniero en Petróleo (ITBA) y cuenta con un MBA (IAE Business School).



HOY SOMOS MÁS

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

   [camuzzigas.com.ar](https://www.camuzzigas.com.ar)

camuzzi
MÁS QUE ENERGÍA

INTERNACIONALES

La OPEP+ resolvió no modificar su producción de crudo

La OPEP+ resolvió en su reunión del 1 de agosto mantener sin cambios la política de producción de petróleo, incluido un plan para comenzar a deshacer recortes de producción a partir de octubre, y reiteró que el aumento podría pausarse o revertirse si fuera necesario.

La OPEP+ está recortando actualmente la producción en un total de 5,86 millones de barriles por día, o alrededor del 5,7% de la demanda global, en una serie de medidas acordadas desde 2022 para impulsar el mercado en medio de la incertidumbre sobre la demanda global y el aumento de la oferta fuera del grupo.

En un comunicado



después de la reunión, la organización señaló que los miembros que realizaron un recorte voluntario de 2,2 millones de bpd hasta septiembre, reiteraron que su eliminación gradual podría pausarse o re-

vertirse, dependiendo de las condiciones del mercado.

Se espera que la demanda de petróleo siga una tendencia creciente sostenida en las próximas semanas.

La OPEP+ acordó

en su última reunión en junio eliminar gradualmente el recorte de 2,2 millones de bpd en el transcurso de un año, desde octubre de 2024 hasta septiembre de 2025.

Luego también acor-

dó extender los recortes anteriores de 3,66 millones de bpd hasta finales de 2025.

Poco después, el ministro de Energía saudita, el príncipe Abdulaziz bin Salman, dijo que la OPEP+ podría pausar o revertir los aumentos de producción si decidiera que el mercado no es lo suficientemente fuerte.

En la reunión del 1 de agosto también se tomaron nota de las garantías dadas por Irak, Kazajistán y Rusia durante la reunión de lograr la plena conformidad con los recortes de producción prometidos, según el comunicado.

Esos países habían presentado anteriormente planes para compensar la sobreproducción pasada.

Ecopetrol prevé perforar el pozo off-shore más profundo del mundo

Ecopetrol y Occidental Petroleum prevén perforar un pozo petrolífero marino frente a las aguas de Colombia en mares de unos 3.900 metros de profundidad antes de fin de año.

El pozo Komodo-1, se convertirá en el pozo petrolífero marino más profundo del mundo, superando al pozo del bloque 48 de Angola, que ostenta el actual récord mundial de profundidad de 3.628 m (11.903 pies).

Según Elsa Jaimes, jefa de offshore de Ecopetrol, las vertiginosas profundida-

des alcanzadas por pozos petrolíferos offshore como el Komodo-1 son posibles gracias a las mejoras en la tecnología sísmica marina que permite la exploración a mayores profundidades y distancias. El Ceo de Ecopetrol, Ricardo Roa, reveló que la compañía está considerando la compra de activos de gas en Colombia al operador canadiense Canacol Energy debido a la preocupación de que Colombia pierda la autosuficiencia de gas en cinco años.

El sector energético mun-

dial experimenta actualmente un auge de la perforación en aguas profundas. Según Wood Mackenzie, la producción de petróleo y gas en aguas profundas aumentará un 60% de aquí a 2030 y representará el 8% de la producción total. La producción en aguas profundas sigue siendo el segmento de petróleo y gas de más rápido crecimiento, con una producción prevista de 10,4 millones de bpe/d en 2022, frente a sólo 300.000 barriles equivalentes de petróleo al día (bpe/d) en 1990.



China pondrá en funcionamiento la primera central nuclear de torio en 2025



Un informe de Interesting Engineering da cuenta que China pondrá en marcha la primera central nuclear de torio y sales fundidas en 2025.

En el desierto de Gobi, científicos chinos instalaron hace tres años un reactor nuclear experimental alimentado con torio y la prueba piloto dio los resultados esperados.

Esta central utiliza torio como combustible en lugar de uranio. Su reactor no necesita agua para refrigerarse porque utiliza sal líquida o dióxido de carbono para transferir calor y producir electricidad.

Una de las ventajas de utilizar torio como combustible primario es que elimina el temor a una posible escasez por falta de uranio, que es lo que normalmente se utiliza en los reactores; esto se debe a que el torio es más abundante que el uranio.

El torio, un elemento con radiactividad, es conocido desde hace tiempo por su potencial como tipo de combustible en reactores nucleares.

A diferencia de los reactores basados en

uranio, los reactores de torio presentan ventajas, como mejores características de seguridad y menos residuos nucleares a largo plazo. El diseño del reactor de sal hecho específicamente para utilizar torio aumenta sus ventajas al garantizar la transferencia de calor y un funcionamiento estable.

La elección de China de desarrollar una central nuclear de sal de torio muestra su dedicación al progreso de las tecnologías energéticas y a abordar los problemas medioambientales relacionados con los combustibles fósiles tradicionales.

Una de las características distintivas de los reactores de torio son sus medidas de seguridad pasivas.

Mientras que los reactores de uranio dependen de barras de combustible sólidas, los reactores de torio utilizan una mezcla líquida de combustible, más segura para el medio ambiente, que funciona a presión normal.

Alejándose del modelo de refrigeración por agua, este diseño reduce significativa-

mente las posibilidades de fusión. Además, disminuye otros acontecimientos catastróficos que siguen a un acontecimiento de este tipo, creando una versión más segura de la generación de energía nuclear.

Estas ventajas relativas se deben a que los reactores de torio generan residuos radiactivos menos tóxicos y de vida corta que los alimentados con uranio, lo que facilita su eliminación a largo plazo.

La central nuclear de torio en sales fundidas complementa la estrategia energética china de diversificación de las fuentes y mejora de la seguridad del consumo.

A diferencia del silicio, esos productos más avanzados aún no están a la venta (o al menos no se han generalizado), lo que convierte al torio en la novedad estrella de la que hablan muchos colegas. Este proyecto se alinea con la ambición de neutralidad de carbono de China y muestra su papel de liderazgo en las iniciativas mundiales sobre el cambio climático.

La producción de petróleo de Petrobras creció 2,6%

Petrobras aumentó la producción de petróleo crudo un 2,6% interanual llevándola a 2,156 millones de barriles por día (bpd) en el segundo trimestre. La producción de crudo y líquidos de gas natural (LGN) fue de un 3,6% inferior a la del primer trimestre del año.

La producción total de petróleo y gas aumentó un 2,4%, al constatar 2,699 millones de barriles equivalentes de petróleo por día (boed), gracias al arranque de las plataformas flotantes FPSO Almirante Barroso, P-71, Anna Nery, Anita Garibaldi y Sepetiba, así como a la puesta en marcha de 12 nuevos pozos de proyectos complementarios, 8 en la Cuenca de Campos y 4 en la Cuenca de Santos.

Por su parte, la producción de petróleo de Petrobras en la cuenca brasileña del presal aumentó un 6,3% interanual, hasta 1,815 millones de bpd, en el segundo trimestre. Pero la producción bajó en comparación con el primer trimestre debido *"al mayor volumen de pérdidas por paradas programadas y mantenimiento, intervenciones no planificadas en grandes máquinas de las plataformas de Búzios (como sistemas de compresión de gas y turbogeneradores)"*, informó la petrolera. La producción de Petrobras aumentará en la segunda mitad del año, ya que la FPSO Marechal Duque de Caxias llegó a Brasil y, en junio, se ancló en el campo de Mero, en la cuenca presalina de Santos.

Está previsto que la plataforma comience a operar en el segundo semestre de este año y tiene capacidad para producir hasta 180.000 bpd de petróleo, según Petrobras. Tras una caída del 25% de la producción brasileña a principios de año, las plataformas están volviendo del mantenimiento y produciendo más petróleo.



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. 5º (0351 - 4219637 / 4282390)

www.castelliasociados.com.ar castelliasociados@ipmail.com.ar

La industria registró una ganancia de 581 millones de dólares

Fuerte recuperación de la petroquímica saudita

Saudi Basic Industries Corp (SABIC), una de las empresas petroquímicas más grandes del mundo, superó las previsiones de los analistas en el segundo trimestre, lo que indica una recuperación en el sector petroquímico.

SABIC, propiedad en un 70% de Aramco, registró una ganancia de 2.180 millones de SAR (581 millones de dólares), significativamente superior a los 859,5 millones de SAR esperados. Esto representa un aumento del 84,7% respecto al año anterior.

La compañía atribuyó el aumento a mejores márgenes de productos y reiteró su compromiso de mejorar su cartera estratégica y reestructurar los activos débiles.

La industria petro-



química mundial se está recuperando después de un difícil 2023, caracterizado por un lento crecimiento de la demanda y una sobreproducción.

SABIC atribuyó su crecimiento a un aumento del 32 % en el beneficio bruto, hasta 1.760 millones de SAR (469 millones de dólares), debido a mejores

márgenes en productos clave, aunque los mayores gastos operativos por cargos extraordinarios compensaron en parte.

Además, la reversión de una provisión de Zakat generó ganancias no monetarias de 545 millones de SAR en el segundo trimestre, frente a 440 millones de SAR en el mis-

mo período de 2023, debido a las recientes actualizaciones regulatorias.

El comercio mundial mostró signos de recuperación, impulsado por mayores exportaciones, reposición de inventarios y mayores actividades financieras, dijo el director ejecutivo de SABIC, Abdulrahman Al-Fageeh.

A medida que las presiones inflacionarias disminuyen, algunos bancos centrales han comenzado a reducir las tasas de interés, proporcionando potencialmente un estímulo adicional a la economía global, añadió.

Mohammed Al-Farraj, director senior de gestión de activos de Arbah Capital, afirmó que la mejora de los márgenes de beneficio impulsó las gananc-

cias de SABIC a pesar de los mayores gastos operativos en el segundo trimestre.

En declaraciones a Asharq Al-Awsat, Al-Farraj destacó los posibles desafíos para SABIC, incluida la volatilidad de los precios, ya que sus ganancias dependen en gran medida de la fluctuación de los precios de las materias primas y los productos.

También mencionó la intensa competencia en la industria petroquímica y los cambios en la economía global.

Al-Farraj añadió que los recortes previstos en las tasas de interés por parte de la Reserva Federal de Estados Unidos podrían aumentar aún más las ganancias de SABIC en la segunda mitad del año al reducir los costos de endeudamiento y alentar la inversión en nuevos proyectos y la expansión.

El ex asesor principal del Ministro de Energía saudita, Mohammed Al-Sabban, estimó una recuperación en el sector petroquímico, impulsada por una mayor demanda de los países asiáticos, especialmente China.

Señaló que a pesar de las actuales fluctuaciones económicas en China, se espera que los esfuerzos del gobierno para evitar una recesión tengan éxito en el cuarto trimestre, con una recuperación más significativa en 2025.

Al-Sabban dijo a Asharq Al-Awsat que la recuperación será apoyada por otros países en desarrollo, lo que conducirá a aumentos graduales de precios, beneficiando a las empresas petroquímicas sauditas. Expresó optimismo sobre el crecimiento continuo del sector en la próxima fase.

Novedades de Ancap

Ancap, la empresa estatal de combustibles del Uruguay, llegó a un acuerdo con la alemana Enertrag para llevar adelante un estudio de prefactibilidad destinado a realizar un proyecto de captura de dióxido de carbono (CO2) de origen biogénico que emite la planta de Alur en Bella Unión, en el departamento de Artigas al norte del país, para la producción de combustibles sintéticos.

Por otra parte, Nicolás Spinelli fue designado gerente general de Ancap. Previamente se desempeñaba como gerente de Logística, y es quien reúne la experiencia necesaria en áreas de negocio y operativas de ANCAP, formación académica y características personales que justifican su propuesta para desempeñarse en el cargo de gerente general y de representar de la mejor manera la visión de ANCAP.

También es presidente de Carboclor, la empresa argentina del Grupo ANCAP y docente externo en la Maestría en Ingeniería de la Energía de la UdelaR. Posee el título de grado de Ingeniero Químico por la UdelaR, MBA por el IEEM, la escuela de negocios de la UM, y es Máster en Gerencia de la Energía de la UCU.

