

Buscan revertir el GN y el financiamiento para el GPNK

Página 10



El gas de Vaca Muerta podría llegar al sur de Brasil

Página 7

Energía & Negocios Internacional

Año XXVI N° 325 - Fundado en 1995 - Agosto de 2023 - Petróleo, Gas & Electricidad www.energiaynegocios.com.ar - Precio \$ 650

“Lo más valioso del proyecto de GNL es la parte regulatoria”



Griselda Lambertini directora académica del CEARE, analiza los aspectos fundamentales de la Ley de Promoción de las Exportaciones de GNL actualmente en debate. Desarrolla una fina crítica al proyecto, al tiempo que pondera las ventajas de la sanción de una ley que dará seguridad y previsibilidad a los inversores. Señala también, el esfuerzo argentino en el escenario internacional por incluir al gas natural como combustible de transición

173 MW se sumaron al SADI en el segundo trimestre



Página 13

Desarrollarán el pozo no convencional Palermo Aike *Página 10*

Bajó la demanda eléctrica 7,7 %

Página 12

Récord de producción de gas no convencional

Página 8

La energía se está reinventando, Total evoluciona a TotalEnergies.



ECONOMÍA&POLÍTICA

“Tener la ley de GNL sancionada significa que nos hemos puesto de acuerdo”

Griselda Lambertini es abogada, Magister en Energía de la UBA, ex directora del ENARGAS y directora académica del CEARE, analiza en detalle las potencialidades exportadoras de la Argentina en materia de energía de fuente “verde” y de GNL. Señala el esfuerzo argentino en el escenario internacional por incluir al gas natural como combustible de transición y desarrolla una crítica al proyecto de ley de promoción de las exportaciones de GNL, al tiempo que pondera las ventajas de la sanción de una ley que dará seguridad y previsibilidad a los inversores.

¿Cuáles son las barreras que enfrenta la Argentina en materia de exportaciones energéticas verdes?

Personalmente, a las “barreras” prefiero denominarlas “desafíos”, creo que es mucho más interesante porque nos permite señalar cuáles son las oportunidades. Y la primera de nuestras oportunidades, la que está desde siempre, es nuestro potencial de recursos energéticos. Es habitual que gobiernos, especialistas y empresas vinculadas a la energía resalten las potencialidades de los países de América latina en materia de recursos energéticos renovables, como lo hacen Chile, Uruguay, Paraguay, Bolivia, al tiempo de establecer su estrategia u hoja de ruta para el desarrollo del hidrógeno.

Pero, sin lugar a dudas, el país que más se destaca por su potencialidad es la Argentina.

Cuando nos remitimos

a las mediciones y a los estudios comparativos, la Argentina tiene los más altos factores de capacidad de energía eólica, incluso más que los Estados Unidos. Por ejemplo, el parque Manantiales Behr, que tiene YPF en Chubut, tiene factores de carga superiores al 60% y como sabemos, cuanto mayor es el factor de capacidad, menor es el costo de generación renovable, con un mayor rendimiento del capital. Como dato comparativo señalemos que en España, y según los datos de Red Eléctrica, el factor de carga medio de los parques eólicos es alrededor del 25%.

Tenemos un enorme potencial. Al respecto quiero señalar que hay un muy buen trabajo de Raúl Bertero publicado en Energía&Negocios, donde se muestra no sólo el caso de la potencialidad eólica de Argentina, sino también que la capacidad solar de Caucharí en Jujuy o de Olacapato

en Salta, es superior al promedio de los parques solares de EE.UU.

Y esta potencialidad en materia de recursos energéticos cubre todo el territorio de norte a sur: en el norte tenemos sol y litio para baterías, en la Patagonia están los vientos, el shale y el gas natural off shore - para mencionar los recursos admitidos para la transición energética- y en el centro del país tenemos mucha biomasa y biogás para desarrollar.

En el CEARE estamos trabajando con los países de la Unión Europea, especialmente con Alemania, que no sólo están interesados en adquirir nuestro hidrógeno verde (H2V) y nuestro gas natural licuado (GNL), sino también en llevar adelante un diálogo para mejorar la producción y el uso del biogás y biometano en Argentina.

En ese marco ¿cuáles son los desafíos regulatorios?



Si miramos las regulaciones que vienen, empezando por Europa y siguiendo por Reino Unido, Australia y algunos países latinoamericanos también, lo que hoy es la red de gas, el mercado de gas natural y los corredores de GNV que se proyectan, van a incluir como posibilidad la inyección de gases verdes o de bajas emisiones como el H2V, pero antes aún está el biometano. Las redes europeas ya reciben biometano a través de los denominados “Green Gas Purchase Agreement”, por los cuales algunos grandes usuarios, como parte de sus programas de descarbonización, aceptan pagar una prima por tener un gas

más verde. De hecho, la norma que establece las especificaciones de calidad del ENARGAS (NAG 602) está preparada desde 2019 para permitir la inyección de biometano en condiciones de equivalencia técnica con el gas natural y la inyección de biogás en redes aisladas.

Falta resolver algunos aspectos económicos, cómo se remunera, ya que el biometano tiene un mayor costo que el gas natural. Algo similar va a suceder con el H2V o el metano sintético. Pero vemos que las regulaciones de otros países ya están previendo como será el ingreso a la red. Lo que hasta ahora era la “Directiva de los Mer-



Para más información
ingrésá a
www.energix.com.ar

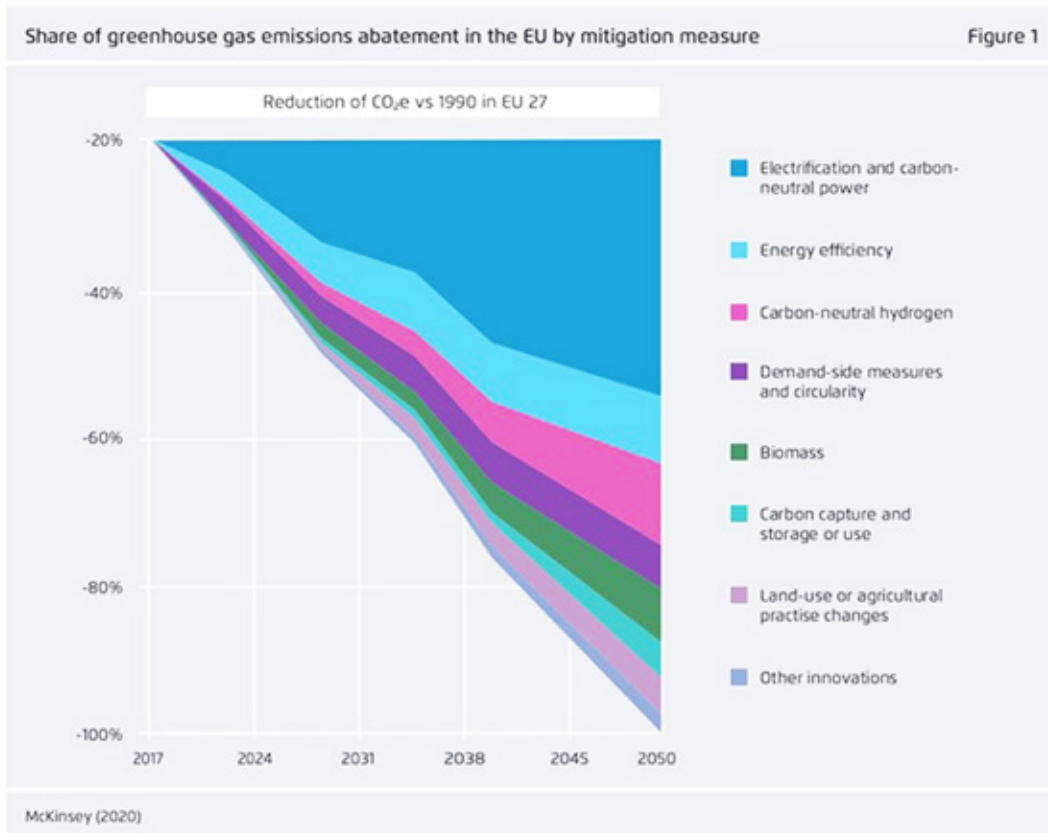


Ilustración 1 – Pilares de la transición energética en Europa en 2020: electrificación con renovables, eficiencia energética e hidrógeno de bajas emisiones. Fuente Mc. Kinsey

cados Interiores de Gas Natural de la Unión Europea” pasará a llamarse la “Directiva de los Mercados Interiores de Gas Natural, Gases Renovables e Hidrógeno”. En Australia, se han definido nuevos gases primarios (gas natural, biometano, hidrógeno, metano sintético) y sus mezclas, como “gases cubiertos” por la Ley Nacional del Gas, a la par que se introduce la figura del servicio de “blending” o mezcla.

Como señalamos, en nuestro sistema público de transporte y distribución de gas por redes, el biometano, si cumple con la NAG 602 no tendrá ningún inconveniente en incorporarse al sistema en alta, media o baja presión. No hace falta ningún estudio extraordinario, se trata de un gas equivalente, un gas intercambiable.

Con el H2V es distinto, requiere de muchísimos estudios. Entre los principales aspectos a evaluar

están las cuestiones metalográficas, la corrosión y la fragilización de los materiales de los ductos.

La literatura especializada indica, además, que para los usos finales, las mezclas con H₂ tienen límites. Si se destina al GNC, el límite de mezcla se limitaría a 2%, en cambio, en uso doméstico podríamos llegar al 10% o incluso más.

Tal como sugiere un estudio realizado en 2022 por el CEARE y financiado por el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente, para la financiación de los mayores costos que pudieren derivarse de la mezcla de hidrógeno en la corriente de gas natural, debería estudiarse la posibilidad de crear un mercado voluntario de cuotas de gas verde, que aplique el concepto de “mezcla virtual” y permita la emisión de bonos o certificados verdes comercializables.

En Argentina tenemos

abundantes recursos, pero Europa carece de los mismos y tiene un altísimo déficit energético, nuestra forma de pensar tiene una gran influencia europea ¿esa influencia no podría confundir a los planificadores locales?

No veo contradicción. Si bien es cierta parte de la afirmación, Europa -como todos los países que planifican- desarrollan sus políticas energéticas con un sentido estratégico y geopolítico. Aún antes de la urgencia del cambio climático, los países que carecen de recursos hidrocarbúricos señalaban que “ahora todo tiene que ser verde, porque tenemos que vender tecnología verde y no vamos a permitir que entre nada que no sea verde...”.

Pero a esta altura, la cuestión del clima es difícil de negar. Las teorías negacionistas son tentadoras, pero hay evidencias todos los días sobre

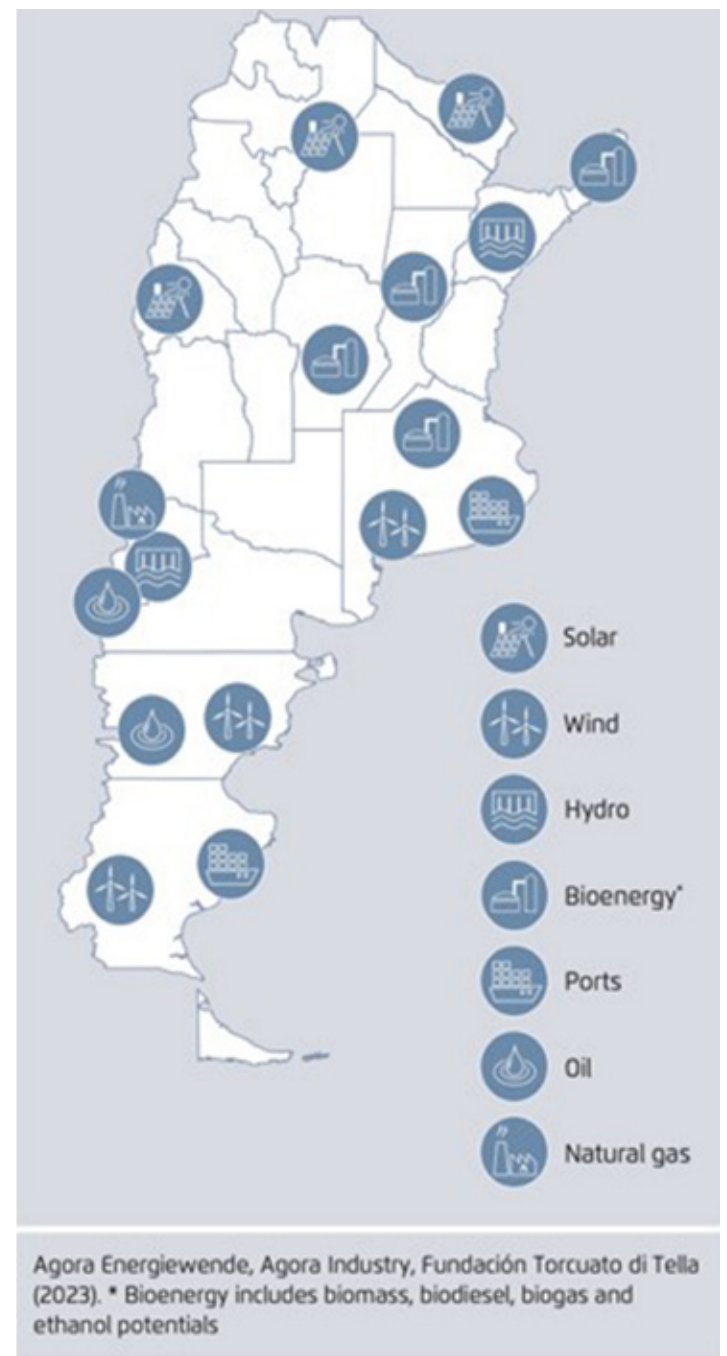


Ilustración 2 – Localización del potencial energético de Argentina. Fuente: Agora (2023).

catástrofes climáticas, sequías, inundaciones... No obstante, no sabemos cuánto podemos mitigar esta situación con nuestro aporte, pero no hacer nada o no intentarlo, no es el camino indicado. Y la geopolítica siempre estará...

También nosotros podemos pensar geoestratégicamente. Y aquí es donde veo nuestra segunda gran oportunidad: el rol de Argentina en la transición energética global. Los acuerdos del clima son globales, nos vie-

nen mensajes similares desde Estados Unidos (gestión Biden), aunque ellos no necesitan, como sí Europa, nuestras exportaciones de energía. Recordemos que desde 2020, con la publicación de la Estrategia Europea de H₂V quedó planteada la meta de que a 2030 esos países producirían 10 millones de toneladas de hidrógeno verde, pero que importarían la misma cantidad de “países asociados”. Todo esto viene con retraso, es a muy largo plazo, porque des-

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 11574669 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

carbonizar con H2V es carísimo, pero debemos prepararnos. En mayo de 2022 Europa anunció otro paquete de medidas en el marco de una estrategia que se denomina REPowerEU (un plan de la Comisión Europea que tiene como objetivo reducir rápidamente la dependencia de los combustibles fósiles rusos) y que enfoca abiertamente en la seguridad energética. La transición queda de base, pero se prioriza la seguridad energética, por lo que Europa sale al mundo a buscar el gas natural que antes le llegaba, aunque con bajo perfil, desde Rusia.

¿Qué pasa con la transición? ¿Qué rol juega el gas natural?

Bueno, creo que en Argentina nunca dudamos de que el gas natural sería uno de los recursos para la transición energética, sustituyendo derivados del petróleo y carbón. De hecho, creo que Argentina tuvo un rol clave en imponer el concepto de "transiciones energéticas" en plural, haciendo alusión a que cada país debe diseñar su propia matriz de transición. En el mundo occidental esto no estaba tan claro hasta que se puso en riesgo la seguridad energética como consecuencia del conflicto bélico.

Sin embargo, desde el 17 de julio, según me dicen, tenemos un memorándum de entendimiento sobre energía firmado con la UE. No vi un ejemplar firmado, pero se trataría de un memorándum

bilateral entre Argentina y la UE, muy interesante, de pocas palabras, pero que define como áreas de cooperación el hidrógeno y sus derivados, las energías renovables, la eficiencia energética, el gas natural y el GNL. Un memorándum abre puertas, sobre todo para mecanismos de cooperación internacional. Es un paraguas para obtener financiación para proyectos pilotos o para que los gobiernos respalden las transacciones entre privados.

Recientemente tuvimos una visita poco común: Ursula von der Leyen, presidenta (hoy saliente) de la Comisión Europea. Ella participó de un foro organizado por la Delegación de la UE en Argentina y a mí me tocó moderar el panel de energía. Úrsula se refirió a algo así como un "reencuentro entre viejos amigos". Y es cierto que tenemos una cultura común con el Viejo Continente. En el mismo sentido, tuve oportunidad de participar del Foro Global de Hidrógeno Verde en Bariloche y ahí la Directora de Política Energética para la Comisión de la Unión Europea, Cristina Lobillo Borrero, expresó claramente el interés europeo en asociarse con Argentina en materia energética. Fue en Bariloche, entiendo, donde Cristina Lobillo y Flavia Royón terminaron de delinear el texto del acuerdo que mencioné y que aún no vi formalmente publicado.

Igualmente, la parte europea siempre intenta no referirse públicamente al gas natural.

¿Por qué?

En materia de descarbonización (o mejor, desfosilización, porque se propone seguir usando carbono de otras fuentes) había un tabú en torno al gas. Ahí está el mérito de la Argentina --cuando fuimos sede del G20-- en haber insistido en el concepto de transiciones energéticas.

Muchos países se han plegado, pero creo que fue una impronta argentina para que cada uno decida hacer el cambio de su matriz y de contribuir a combatir el cambio climático con lo que tiene y lo que puede.

Esto incluye el concepto de transición energética justa, donde cada país usará los recursos que tiene y adecuando a su matriz productiva, fuentes de empleo y asequibilidad de la energía, todo eso entra en transición energética justa y Argentina definió hace rato que el gas natural es su combustible de transición.

Que ya la hizo en gas natural pero está tratando de ofrecerla si relevamos algunos desafíos/barreras para los vecinos de la región -donde ya tenemos infraestructura- y para el mundo.

Creo que Europa ofrece una oportunidad, no sé si en algún momento nos vendieron un concepto de los verde y el gas quedaba en suspenso, pero lo verde hoy es una oportunidad para nosotros, exportar vientos de la Patagonia transformados en subproductos de hidrógeno verde y exportar GNL que no o necesitamos

hoy para nuestro desarrollo directamente, pero ese aumento de la producción y las grandes exportaciones pueden contribuir al pleno abastecimiento interno y a al precio que otorga la escala.

¿Qué pasa con el GNL?

Ya se ha dicho hasta el cansancio que los recursos de la Argentina son en extremo abundantes. En el caso del gas natural, seguimos con la traba el costo de capital, como barrera y eventualmente la competencia con transporte, porque esa es la diferencia con Estados Unidos, que tiene sus mercados más cercanos y no tiene problemas de financiamiento. Pero todo lo que se ha logrado en Vaca Muerta demuestra que somos ampliamente competitivos

¿Qué volumen puede colocar la Argentina en el mercado internacional?

Tenemos un proyecto que es el más conocido, el de YPF con Petronas, y que propone algunos números. En total aspira a producir unos 25 millones de toneladas de GNL al año. El mundo está comercializando hoy unas 390 millones de toneladas (dato de 2022 publicado por GIIGNL). El gas natural necesario sería de unos 110 MMm3/d destinados a ese proyecto de exportación, según estima YPF, mientras que el mercado interno está demandando 130 MMm3/d. Expresado en trillones de

pie cúbicos, el proyecto consumiría 35 TCF, con el respaldo de los más de 300 TCF de Vaca Muerta.

¿Cree que la geopolítica toleraría un desembarco argentino de esa magnitud?

Creo que no sólo lo toleraría, sino que el mundo está clamando desde hace tiempo, incluso cuando no teníamos posibilidades de cumplir con nuestras necesidades primarias, porque no teníamos el GNPK y no había forma de exportar con un alto déficit en el sistema durante los picos de demanda invernales. Pensar en exportar era una quimera.

Dicen que Estados Unidos habría tenido interés en el conflicto de Rusia con Ucrania para poder exportar su GNL. No lo creo. Estados Unidos suplió todo lo que pudo de ese gas, pero también hizo gestiones en Argentina e incluso en Venezuela para buscar refuerzos para el suministro a Europa. Creo que tanto Estados Unidos como Europa entienden conveniente una alianza con la Argentina para complementar su consumo antes que dejar todo en manos del Oriente. El memorándum de energía entre la UE y Argentina --todos los países europeos mirando a la Argentina-- tiene apenas cinco páginas y los párrafos más importantes son sobre GNL.

Dice, en pocas palabras: "queremos que Argentina nos proporcione un suministro estable de GNL, a precios de mer-



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

Hacemos historia.
Construimos futuro.

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

ENERGÍA
GAS Y PETRÓLEO
INFRAESTRUCTURA Y SANEAMIENTO
ARQUITECTURA

f @ y in
sacde.com.ar

sacde

cado y conforme a criterios de sostenibilidad ambiental". Propone aplicar el estándar UN Oil and Gas Methane Partnership 2.0 para medir e informar las emisiones de metano a lo largo de toda la cadena de suministro. Por otra parte, el desarrollo de todas estas medidas de control de emisiones fugitivas es lo que permite sostener la viabilidad del gas natural como combustible de transición.

¿Esas fugas incluyen el resto de las instalaciones del sistema o sólo a las instalaciones de producción transporte y licuefacción dedicadas?

En toda la cadena se está trabajando, en eso los productores entiendo que son muy conscientes. Desde la regulación yo pediría que se extienda a todo el sistema del mercado interno para reducir todas las emisiones del sistema, considerando que el mercado externo que viene a buscar nuestra producción lo va a exigir también.

No solo para el metano, sino para cualquier producto de exportación, deberemos atender a la huella de emisiones. En los próximos años Europa comenzará a aplicar el CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism), un impuesto en frontera que penalizará las emisiones de carbono de los productos importados de países extra-europeos. Esto se hace para evitar la "fuga de carbono"; es decir, que ante restricciones a las emisiones de

carbono en el mercado europeo, las empresas vayan a instalarse en lugares donde no aplican normativas tan estrictas y luego importe el producto. El valor de ese impuesto estará dado por la cantidad de emisiones del producto y el nivel de la penalización en origen.

Para contestar a la pregunta, creo que no solo el mundo aceptaría un desembarco argentino, sino que está deseando que Argentina haga su parte, su tarea y de eso se trata el proyecto de ley de GNL.

¿El proyecto de ley de GNL compatibiliza las demandas del mercado internacional con las necesidades internas?

El proyecto de ley tiene algunas cuestiones objetables y muchas opinables. Ojalá que se reúna la Comisión y se pueda terminar de limar algunas asperezas, sobre todo con las provincias y lo relativo a los impuestos coparticipables. Hay un beneficio impositivo que llama poderosamente la atención: la reducción de la alícuota del impuesto a las ganancias del 35 al 30%. Es inexplicable, como cualquier otro negocio, si ganó ¿por qué le voy a decir que aporte menos?

¿Qué otros puntos considerás conflictivos?

Me resulta un tanto violento consagrar en la normativa –al menos le cambiaría la redacción– esto

de "nuestros problemas cambiantes" y "nuestra gran inestabilidad". Quiero decir: ¿podríamos escribirlo de modo que sea para la excepción, pensando que en los próximos 30 años -que es lo que se propone que dure el régimen de promoción- tendremos años de normalidad cambiaria?

De todos modos, considero que deberíamos hacer prevalecer el criterio por el cual la ley y el derecho son instrumentos de las políticas públicas: ¿estamos de acuerdo los argentinos, oficialistas y opositores, de hoy y los de mañana, en que queremos exportar GNL?

Y si estamos de acuerdo y los inversores están pidiendo un marco -que, atención, es condición necesaria pero no suficiente- no hay que tenerle miedo a la ley, si la ley está bien pensada y cuidada en su espíritu.

Si queremos exportar y mostrar que hay una política pública seria en materia de exportación de gas y esto está en todas las plataformas y la ley es un instrumento que va a ayudar a ello, limemos lo que falta sin chicanas de ambas partes para llegar a un buen proyecto.

¿Está de acuerdo con el porcentaje de contenido nacional?

Estoy de acuerdo con que haya un requisito de contenido nacional, pero no sé si el mínimo requerido es correcto. No tengo ese conocimiento técnico, espero que haya opiniones técnicas bien fundadas que puedan de-

cirlo, ojalá que se discuta a fondo y que haya aportes serios.

En el proyecto de ley de hidrógeno, el contenido nacional que se le exige al H2V es muy alto, porque no tendremos electrolizadores nacionales por algún tiempo, ni siquiera todos los insumos que requiere la instalación de enormes parques eólicos. Es probable que el porcentaje de contenido nacional sea en ese caso una barrera para el despegue del mercado del H2V. En el sector hidrocarbúrico tenemos mucha experiencia y nos podrán decir los que saben si el porcentaje es adecuado.

¿La libre aplicación de divisas le parece una garantía regulatoria?

Como decía antes, me hace un poco de ruido que tengamos que aclarar que los inversores tendrán un monto de "libre aplicación" de hasta el 50% de las divisas obtenidas en las exportaciones vinculadas al proyecto para destinarlas al pago de pasivos comerciales y financieros con el exterior, o al pago de utilidades. Y ni siquiera es "libre disponibilidad"; es "libre aplicación" a los destinos autorizados por la ley. Ahora bien, que lo tenga que decir la ley y que ese "beneficio" va a durar 30 años, ¿qué lectura se hace? ¿no vamos a ser normales nunca? Me choca esa asunción de la situación de crisis permanente. Yo diría -aunque sea cosmético- "para el caso de que hu-

biesen restricciones en el mercado de cambios..." al menos enunciémoslo así. Porque además las restricciones generales no pueden ni van a durar treinta años, eso es seguro.

Por ahora, lo más valioso del proyecto es la parte regulatoria, se mete ahí una mirada novedosa de que la seguridad energética pasa por la exportación de gas natural, porque es esa gran demanda la que va a habilitar y la que va a bajar el precio ¿y qué tiene de novedoso? Tres tipos de autorizaciones firmes de exportación: es decir que por ley -instrumento máximo- se están modificando distintas resoluciones que tímidamente volvían a abrir nuestros mercados para exportación -algo apareció con el Plan Gas- pero ahora por ley se habilitan tres tipos de permisos firmes.

El más ambicioso pasa por exportar GNL los 365 días del año, en base firme por 30 años. Se puede pedir el permiso siempre y cuando cuentes con yacimientos dedicados y construyas tu propio gasoducto, de modo que no interfieras en la capacidad de transporte del servicio público, y que tengas aseguradas las reservas. No se necesita presentar el contrato de compra del GNL. Aún así, hay alguna concesión al abastecimiento interno, la SE puede con 180 días de anticipación, antes de que empiece cada año, pedirle el 10% del gas del proyecto para los meses de invierno, que como las magnitudes son impor-



tantes, ese 10% debería ser suficiente.

Algunos cálculos indican que aun terminando el segundo tramo del GNPk, en los inviernos habrá picos de demanda que deberán requerir o GNL en Escobar o líquidos.

El sistema está diseñado desde los '90 para que haya una sustitución de combustibles en los picos. Resolver el abastecimiento del invierno debería ser una cuestión de eficiencia, un cálculo en el que interviene el costo de los sustitutos o del GNL importado y los costos de infraestructura. Incluso -a la gente de los hidrocarburos no les gusta- para generación de electricidad podríamos introducir algo más de eólica y solar, que ya son tecnologías asequibles, para desfosilizar un poco más la matriz eléctrica.

¿Cree que se eliminarán los líquidos?

En el plan de transición energética a 2030 que acaba de publicar la Secretaría de Energía se sustituyen los líquidos y se impulsan las renovables. Tendremos abundante gas para calefacción. Europa, con su escasez de gas natural propio, está luchando con las bombas de calor eléctricas, pero a la gente le cuesta mucho aceptarlas porque su rendimiento es energéticamente inferior al gas natural.

¿Los aspectos positivos entonces de la Ley cuáles son?

El gran mérito del proyecto de Ley es instalar las garantías regulatorias: permisos firmes, el primer caso lo mencionamos; el segundo caso, no tiene gasoducto dedicado y utiliza la capacidad de transporte existente, es un permiso que se otorga por 30 años, pero excluye el invierno, es solo para los meses de enero a mayo y de septiembre a diciembre, siempre acreditando que no afecta el transporte interno. La tercera modalidad es firme

pero para un permiso individual, por cargamento, previo ofrecimiento al mercado interno mediante el procedimiento que establezca la reglamentación.

Estos tres son los mecanismos de exportaciones firmes previstos en la ley, que contemplan en todos los casos el abastecimiento interno. Además, está la condición anunciada de que la SE puede pedir el 10% para los meses de invierno, con 180 días de antelación al inicio de cada año. El pedido de la SE no se aplica al transporte del gasoducto dedicado. En la segunda clase de permisos, le pueden pedir gas y transporte. En esos casos, el gas y el transporte podrán tomarlos prioritariamente ENARSA y luego CAMMESA, que pagarían precios no inferiores a los que iba a recibir el titular del proyecto de GNL.

Estas soluciones o propuestas regulatorias me parecen valiosas.

¿Dónde se toma el precio export parity? ¿En boca de pozo o FOB?

El precio es libre y lo fija el mercado. Habrá un precio internacional de GNL que finalmente determinará el precio de "cuencia" a partir de un net back. Quien hace el proyecto de exportación entiendo que trabaja con ciertos supuestos como un precio de gas natural a 3,5 USD/MMBTU, un transporte por gasoducto de 1 USD/MMBTU, el costo de licuefacción de 5/6 USD MM/BTU, el flete internacional y la regasificación en destino... la rentabilidad estará en el margen que deje el precio de GNL que nosotros no determinamos y que sabemos que es volátil.

¿Dónde están las apuestas al precio que hace el proyecto de ley?

En los derechos de retención. Esta ley fija las retenciones. Los más liberales se mofan del proyecto diciendo "ah! les



van a aplicar retenciones". No obstante, para mí, por el contrario, otorga certezas al respecto, le da previsibilidad al proyecto, es una seguridad para el inversor que sabe cómo hacer sus cuentas. Esas retenciones están escaladas por precio y eso es una ventaja para todos porque además, si hay una escalada de precios internacionales, el estado argentino participa de esas renta extraordinaria.

Si el precio FOB del GNL es inferior a US\$ 15 el millón de BTU, no se pagan retenciones; entre US\$ 15 y US\$ 20, se aplica una fórmula que arroja una alícuota variable que va del 0, 1 al 8%, por lo que 8 será el máximo a partir de US\$ 20. Esto es certidumbre y ventajas para todas las partes.

¿Son suficientes estas garantías regulatorias?

Entiendo que sí y que son muy positivas. Se prevé, además, una garantía general de estabilidad regulatoria de los proyectos aprobados.

Recordemos la crisis con Chile por la suspensión de las exportaciones de gas natural a partir de

2004. Es cierto que Argentina hizo valer la prioridad de abastecimiento interno consagrada por ley y que aplicaban las leyes nacionales, tal como se indicaba en los acuerdos internacionales. Sin embargo, es innegable la herida a la integración regional, porque la discusión planteada era: la prioridad de abastecimiento interno ¿se juzga en el momento de otorgar el permiso o todo el tiempo? Una vez otorgado el permiso ¿qué pasaba? Este proyecto de ley viene a zanjar de antemano situaciones como esa, ese vacío regulatorio, que en su oportunidad motivaron arbitrajes internacionales.

El proyecto otorga estabilidad regulatoria a los proyectos aprobados, tanto en materia de normas técnicas (calidad seguridad ambiente). Los contratos de exportaciones —que son libremente negociados entre las partes- y cualquier cambio en el régimen de exportaciones no afectarán a las autorizaciones ya otorgadas. Esto lo necesitábamos y son méritos del proyecto.

Lo necesitaba Petronas, pero tenemos un TBI con malasia... Sabemos

que los arbitrajes en general no favorecieron a la Argentina

El inversor está protegido, pero invierte conforme a reglas argentinas. Y acá estamos discutiendo esa regla. Si nosotros nos ponemos de acuerdo en que estas reglas son buenas (ojalá que se reúna la Comisión y ojalá que se salga la ley a pesar de estar en periodo electoral), no habría problema con los TBI. Pienso que para cualquier gestión futura será bueno tener la ley sancionada, significa que la actividad no estará signada por un vaivén político circunstancial.

Otra cuestión que suena rara y que consagra nuestras anomalías, pero bueno si son necesarias, no seamos hipócritas, si necesitamos escribirlo para crearlo- son las garantías de transporte y suministro que garantizan que no se producirán interrupciones o los llamados "redireccionamientos"... no está bueno decirlo, como las cuestiones cambiarías pero, en fin, si es necesario decirlo para crearlo escribámoslo en la ley.

¿Cree que saldrá la ley?

La ley es buena más allá de las críticas que he señalado. Es una ley que hay que discutir con seriedad, rápidamente y sin chicanas políticas, aportando al futuro de las políticas públicas que tenemos en común todos los sectores. Creo que las exportaciones de Vaca Muerta hacen al interés de todos los argentinos y argentinas. Aún sancionándose la ley se corre el riesgo de que no se aplique. Los proyectos invitados al régimen plurianual de 30 años tienen un periodo de 5 años -más 1 año de posible prórroga para presentarse, plazos arbitrarios si se quiere, pero supongo que es para alentar a que se aproveche la ventana de oportunidad del gas natural. Entonces, sale la ley pero se deben aprobar proyectos; de lo contrario, la ley queda extinta.

Flavia Royón y el gobernador de Rio Grande do Sul, Eduardo Leite analizan acuerdo bilateral

El gas de Vaca Muerta por el GPNK podría llegar al sur de Brasil

La secretaria de Energía, Flavia Royón, y el gobernador del Estado brasileño de Río Grande do Sul, Eduardo Leite, analizaron las oportunidades de integración energética a partir de la reciente finalización del primer tramo del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner, y su extensión hasta el sur de Santa Fe.

“Nuestra línea de trabajo desde el sector de la energía es profundizar la integración con los países vecinos, con Chile, Bolivia, Brasil, Uruguay y Paraguay, tanto en energía eléctrica como también de gasoductos”, explicó Royon sobre la reunión de trabajo bilateral.

El gobernador Leite detalló las características del encuentro: “Con la Secretaria dialogamos sobre la licitación del nuevo tramo del gasoducto, con la perspectiva de que salga en septiembre. Desde nuestro Estado nos interesa que el gas pueda ir desde Uruguayana a Porto Alegre. Por eso estamos aquí con el equipo de gobierno y de la embajada, con gran interés en el desarrollo de los proyectos que brinden seguridad energética para la región, especialmente el gasoducto”, señaló.

Las obras de infraestructura de transporte de gas en curso implican para la Argentina un cambio cualitativo en su balanza energética, ya que permi-



ten garantizar al abastecimiento interno a precios competitivos y contar con un horizonte de saldos exportables que consolidan la seguridad energética de la región sur del continente, destacó Energía.

Al respecto, la secretaria Royón detalló que “El gasoducto Presidente Néstor Kirchner posibilita el aumento de la capacidad de evacuación de Vaca Muerta. En continuidad con este proceso y, de acuerdo con el plan de obras de transporte de hidrocarburos, en los próximos días se concretará la licitación del reversal (Gasoducto) Norte, que va a garantizar la llegada del gas al Noroeste de nuestro país. Posteriormente, contamos con la posibilidad de llegar con el fluido hasta Brasil, utilizando la infraestructura preexis-

tente en Bolivia”.

Otra posibilidad de vinculación con Brasil pasa por la conexión por la zona Sur, que se habilitará a partir de la concreción del segundo tramo del GPNK.

“En septiembre vamos a licitar Salliqueló-San Jerónimo, lo que va a posibilitar que tengamos saldos exportables a través de Uruguayana, un aspecto de interés estratégico para Brasil”, afirmó la Secretaria.

Royón ultima los detalles para lanzar en septiembre la licitación del Tramo II del GPNK que, entre otros beneficios, permitirá disponer de saldos exportables hacia Brasil.

Con el objetivo de profundizar esa línea de trabajo en septiembre la Secretaria realizará una misión a Río Grande do

Sul para trabajar en forma específica en las posibilidades técnicas y económicas de establecer una conexión Uruguayana-Porto Alegre, Cruz del Sur-Porto Alegre. Las autoridades de la Energía analizarán las condiciones necesarias para llevar a cabo la iniciativa junto con sus contrapartes públicas y privadas en Brasil.

Royón y Leite coincidieron en reconocer condiciones positivas para ambas partes en este proceso, ya que existe la posibilidad por parte de la Argentina de trabajar en permisos de exportación de gas a largo plazo, una situación que le permitiría a Brasil viabilizar sus propias inversiones en infraestructura. El embajador argentino en Brasil, Daniel Scioli, y su par en

nuestro país, Julio Bitelli, formaron parte de las comitivas que dialogaron en la sede de Energía con el objetivo de garantizar la mutua seguridad energética y alentar las oportunidades de intercambio comercial en la materia.

Scioli hizo hincapié en que “el 23 de enero los presidentes (Alberto) Fernández y (Luiz Ignacio) “Lula” Da Silva marcaron la decisión política de avanzar en la integración energética, particularmente a través del gasoducto. Para eso trabajamos junto a la secretaria Royón. Ahora el primer tramo se inauguró en tiempo y forma y el segundo va a generar saldos exportables por el sur”.

Sobre este punto, la Secretaria manifestó: “Agradezco al embajador que siempre es tan activo profundizando, posibilitando que Argentina pueda desarrollar esta infraestructura, y consolidar este vínculo con Brasil y en particular con el Estado de Río Grande del Sur”.

Scioli agregó: “Trabajamos en ese gran objetivo, donde Río Grande no es un estado más, sino que es el principal destino de las exportaciones. También es muy importante el compromiso del sector privado de Argentina y Brasil de acompañar este marco de políticas públicas”.

Royón estuvo acom-



VICTORIO PODESTA

COMBUSTIBLES - GAS NATURAL - LUBRICANTES

(011) 4700-0171



www.vpodesta.com



comercial@vpodesta.com

pañada por la subsecretaria de Coordinación Institucional de Energía, Florencia Álvarez Travieso, la directora de Energías Renovables, Florencia Terán, y los asesores Marita Crespo y Federico Enríquez, junto con el Gerente General de CAMMESA, Sebastián Bonetto.

La comitiva del gobierno estadual estuvo compuesta por Artur Lemos (Secretario Jefe de la Casa Civil); Ernani Polo (Secretario de Desarrollo Económico); Coronel Euclides Neto (Jefe de Gabinete) y Eduardo Cunha da Costa (Procurador General del Estado).

Además, también formaron parte del encuentro los diputados Vilmar Zanchin (Presidente de la Asamblea Legislativa de Rio Grande do Sul) y Federico Antunes (Líder del Gobierno en la Asamblea Legislativa de Rio Grande do Sul).

Por parte de la embajada estuvieron presentes Camile Nemitz Filippozzi (Ministra Consejera, encargada de temas económicos y energéticos) e Igor Goulart (Segundo Secretario).

Massa con Leite

El ministro de Economía, Sergio Massa, recibió al gobernador de Río Grande do Sul, Eduardo Leite, con quien analizó los acuerdos de integración comercial, energética y de infraestructura con ese estado brasileño que representa el principal destino de las exportaciones argentinas a ese país. En el primer semestre del año, la balanza bilateral registró superávit para Argentina por U\$S 697 millones, mientras que las exportaciones argentinas hacia Rio Grande do Sul fueron de U\$S 1.295 millones, con incremento interanual del 8%.

Producción del gas no convencional llegó a 82 MMm³/día en junio

La producción de gas no convencional alcanzó el nuevo récord histórico de 82 millones de metros cúbicos diarios en junio, correspondiendo el 45 % de dicha producción al reservorio Vaca Muerta.

Mientras tanto, la producción nacional total de gas natural en junio fue de 138 millones de m³

por día, informó la Secretaría de Energía.

“Estos números son el reflejo de un Estado que apuesta por alcanzar la soberanía energética y por convertirnos en un jugador clave en el mercado global y regional”, afirmó el ministro de Economía, Sergio Massa.

En tanto, la secretaria de Ener-

gía, Flavia Royón, afirmó: “todos los meses se irán marcando récords, más aún con el gasoducto Néstor Kichner hecho realidad. Es el resultado de una política energética donde los recursos están puesto al servicio de nuestro país, sustituyendo importaciones y generando trabajo e industria argentina”.

Tecpetrol

EXPLORAR ES NUESTRO PUNTO DE PARTIDA.

Ahora te invitamos a hacerlo juntos.

www.tecpetrol.com

Economía completó el esquema financiero para la reversión del Gasoducto Norte

El ministerio de Economía, a través de la Secretaría de Energía, activó un esquema que posibilitará completar el financiamiento del Proyecto de Reversión del Gasoducto Norte, otra obra de infraestructura clave para la provisión de gas natural producido en Vaca Muerta, a la región noroeste del país, y para su exportación al norte de Chile, a Bolivia, y a Brasil.

Esto último utilizando el gasoducto Juana Azurduy (entre Argentina y Bolivia), y el ducto que une Bolivia con Brasil (hasta San Pablo), operado por YPF.

A través de la resolución 606/2023 Energía instruyó a Cammesa y a Enarsa para establecer una operatoria financiera reintegrable que permita aplicar los recursos actuales y futuros de la Cuenta de Exportaciones del Fondo de Estabilización del MEM (creada por la Resolución 1.037/21 de la S.E.) "hasta lo necesario para complementar el crédito otorgado por el CAF (540 millones de dólares) con este destino y concluir la obra mencionada", complementaria del GPNK.

Energía Argentina S.A. (ENARSA) deberá llevar en una cuenta de asignación específica en el fideicomiso denominado Fondo de Desarrollo Gasífero Argentino (FONDESGAS) todos los movimientos y operaciones relacionados a la operación de crédito instruida y presentar a Energía una rendición de cuentas respecto de la aplicación de los fondos recibidos, dentro de los Sesenta (60) días corridos de finalizada la devolución de los recursos a la Cuenta de Exportaciones del Fondo de Estabilización del MEM.

El gobierno tiene la intención de activar la licitación de las obras de reversión del GN en los próximos meses.



El conjunto de obras comprendidas en dicho financiamiento son el gasoducto de interconexión de 36 de diámetro nominal y 122,5 km de extensión aproximado, desde la Planta Compresora "La Carlota" del gasoducto Centro Oeste hacia la Planta Compresora "Tío Pujio" sobre el Gasoducto Norte, 62 km de loops de 30" sobre el Gasoducto Norte entre las localidades de Tío Pujio y Ferreyra. También, obras de reversión de inyección de las Plantas Compresoras "Ferreyra", "Dean Funes", "Lavalle" y "Lumbrera", que permitirán remediar la situación (de merma de gas propio) informada por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) para el año 2024, reemplazando además dicho fluido importado con gas natural argentino de Vaca Muerta, lo cual vale la pena destacar y resaltar, cuyo precio es en el orden del Setenta por ciento (70 %) menor.

"El valor total de dichas obras alcanza una cifra superior al préstamo obtenido del CAF por U\$S 540 millones, con lo cual deben procurarse los recursos económicos necesarios para cubrir el total de la inversión requerida", señaló Energía.

El contrato entre Enarsa y Cammesa establece que "a cada transferencia en pesos se le aplicará el tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación

Argentina divisa de cierre del día de efectiva transferencia, para determinar el valor en dólares estadounidenses del monto transferido".

La tasa de interés diaria será 0,0139 % (Cero con ciento treinta y nueve milésimas) sobre saldo de deuda, interés simple no contemplando

la capitalización de intereses, hasta la devolución de la totalidad de los fondos recibidos. Dicha tasa de interés representa una tasa de referencia nominal anual del Cinco por ciento (5 %). La aplicación de una tasa de interés diaria es a los efectos de una mejor administración del préstamo habida cuenta de la dinámica que requerirán los cronogramas de desembolsos del préstamo por parte de Cammesa y también de las devoluciones por parte de Enarsa y el criterio simple y diario se asocia a que el objetivo del préstamo es financiar una obra pública.

TECNOLOGÍA AL SERVICIO DE LA PRECISIÓN

Cuando se trata de algo tan valioso como la energía, la precisión en la medición y el control son tan importantes como la experiencia. Por eso, desde hace más de 20 años ofrecemos la más alta tecnología para que la transferencia de energía sea segura y confiable.

- TRANSPORTE, MEDICIÓN Y CONTROL DE PETRÓLEO Y DERIVADOS
- SOLUCIONES MIDSTREAM
- PRECISIÓN EN LA MEDICIÓN Y GARANTÍA EN LA CALIDAD DE LOS PROCESOS DE TRANSFERENCIA DE MICROCARBUROS.

WWW.TMYC.COM.AR
☎ (+54 11) 5031-9800

Alianza YPF - CGC

Desarrollarán el pozo no convencional Palermo Aike

El presidente de YPF, Pablo González, destacó el hito que representa para el país el proyecto que la compañía va a desarrollar con CGC para explorar Palermo Aike, el segundo reservorio de hidrocarburos no convencional más importante del país.

“Es la primera vez que se fractura un pozo no convencional fuera de la provincia de Neuquén y en este caso por dos empresas argentinas”, remarcó.

“Hay reservas probables, en el caso del gas podría ser un tercio de lo que hay en Vaca Muerta, y en lo que respecta al petróleo, si en Neuquén hay 16 billones de barriles, en Santa Cruz puede llegar a haber 6.6 billones”, sostuvo el presidente de la petrolera de mayoría accionaria estatal.

YPF tiene previsto encarar la perforación de un pozo exploratorio en Palermo Aike en la primera quincena de agosto. CGC es titular del área e YPF estará a cargo de la operación.

González explicó en declaraciones periodísticas que *“creemos que vamos a tener buenos resultados. Va a cambiar la ecuación energética de Santa Cruz y, si todo sale bien, va a generar muchísimos recursos para el país”.*

Respecto al rol de YPF en éstos últimos años, el presidente de la compañía destacó que *“YPF es el gran hacedor de Vaca Muerta, es quien más invirtió y quien tomó el costo de esa curva de aprendizaje”* que debió hacerse para poner en producción los yacimientos.

Por otra parte, González hizo hincapié en que además, *“se recuperó la producción convencional de hidrocarburos en la Cuenca del Golfo San Jorge. En mi provincia, nos habíamos quedado con cero equipos como consecuencia de una política energética que claramente lo que buscaba era aprovechar un valor en ese momento más bajo del crudo en vez de producir. Hoy tenemos 25 equipos activos”.*

Con relación a la producción de GNL en el país a partir de los recursos de Vaca Muerta, González insistió en la importancia de que se debata en el Congreso la Ley de Promoción del GNL: *“Se necesita un marco regulatorio para un posible proyecto con la empresa Petronas.*

Espero que tenga dictamen y veo compromiso por parte de diputados y diputadas. Esta es una de las posibilidades de Argentina para monetizar el gas, exportar el gas licuado y generar ventas por 20 mil millones de dólares”.

Buscan revertir el GN y financiamiento para el GPNK

La Secretaria de Energía, Flavia Royón, participó de una encuentro organizado por Ambito.com donde hizo mención a la posibilidad de exportar, a través de Bolivia, gas a Brasil.

“Conversamos con Bolivia (en un reciente viaje que realizó a ese país) sobre el saldo exportable tras la (proyectada) reversión del Gasoducto Norte, que en principio está pensada para el mercado interno. Si hay excedente, se puede exportar al norte de Chile o a Brasil. Hoy la producción gasífera de Bolivia está en declino, así que también ven en Vaca Muerta una oportunidad”, afirmó.

La funcionaria describió al respecto que *“El año que viene vamos a seguir comprando gas a Bolivia. Tenemos un contrato vigente y lo que pedimos es no ir a un formato (de suministro) interrumpible en 2024, sino dejar un formato (de provisión diaria de volúmenes) en firme”.* *“Pero claramente hacia 2025 y 2026, va a empezar a haber dificultades. Por eso es urgente la reversión del ducto para poder llegar con el gas de Vaca Muerta al norte argentino”.*

“Además, el sector



minero en el norte necesita energía y necesita gas. La infraestructura no se hace de un día para otro y por eso hay que hacerlo con previsibilidad”, agregó. El ministro de Economía está preparando la licitación de las obras de reversión del GN.

En tanto, sobre la construcción de la segunda etapa del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner, Royón ratificó que hay conversaciones *“con diversas fuentes de financiamiento”.*

La indicación del ministro Sergio Massa es licitarlo antes de septiembre. Con la experiencia que hubo en el primer tramo, tratare-

mos de terminar la reversión del GN antes del invierno del año que viene. Y el segundo tramo (del GPNK) dejarlo licitado, porque es muy necesario, para que pueda haber un salto de producción mayor (en Vaca Muerta).

La Etapa II del GPNK habilita una producción para transportar hasta 40 millones de metros cúbicos/día. *“No estamos pensando en un calendario electoral, sino en términos de gestión. El segundo tramo es necesario para Argentina, para que pueda crecer. Por eso pensamos en dejar la licitación para septiembre con financiamiento”,* explicó Royón.

“dejemos manejar su presión..”

COMPONENTES DESDE 10K HASTA 60K

www.casucci-sa.com

“la elección lógica”

Energía promueve incrementar la producción de bioetanol en 250.000 M3 anuales

Ante el incremento en la demanda de combustibles se busca sumar al menos 250.000 metros cúbicos anuales de bioetanol para cumplir con las cuotas de mezcla obligatoria determinadas por ley.

Al respecto, la Secretaría de Energía anunció que promueve “nuevos proyectos con la intención de consolidar la diversificación de la matriz energética y contribuir al crecimiento de las economías regionales”.

Por medio de la Resolución 614/2023 la S.E. convocó a la presentación de nuevos proyectos o ampliaciones de los ya existentes para la elaboración de bioetanol, combustible elaborado a base de caña de azúcar, o de maíz. La Ley 27.640 (Biocombustibles) establece porcentajes de mezcla obligatorios con combustibles fósiles. El incremento en el consumo de naftas hace que los volúmenes de bioetanol actualmente disponibles resulten insuficientes para abastecer a las empresas mezcladoras.

Por este motivo la S.E. lanzó una convocatoria para aumentar la producción de bioetanol por un volumen mínimo de 250.000 metros cúbicos anuales. La Secre-



taria Flavia Royón sostuvo que “Los biocombustibles son parte de nuestro plan de transición energética porque, además de su contribución a la baja de emisiones y al reemplazo de combustibles fósiles, representan trabajo para nuestro interior profundo y sus economías regionales”.

Quienes deseen participar de la convocatoria tendrán un plazo de 45 días para presentar sus proyectos, cuyos cupos y/o ampliaciones serán otorgados bajo el criterio de conservar el equilibrio de abastecimiento entre el bioetanol elaborado en base a

caña de azúcar y el elaborado a partir de maíz.

Otro criterio a tener en consideración será la desconcentración de la oferta de bioetanol, para lo cual se buscará incorporar una mayor cantidad de actores que puedan contribuir al abastecimiento del mercado.

La selección de proyectos será evaluada de acuerdo a una serie de parámetros entre los que se cuentan: la inmediatez en la puesta a disposición del combustible para su mezcla; la reducción en su huella de carbono, el agregado de valor industrial, la diver-

sificación territorial que aporten las iniciativas; la utilización de tecnología de origen nacional, la infraestructura en energías limpias; la perspectiva de género en la creación de empleo y la generación de saldos exportables.

“En el marco del proceso de transición energética, la incorporación de nuevos tipos de combustible representa una oportunidad para el agregado de valor de las economías regionales a partir de las materias primas del sector agropecuario. De esta forma, garantizar la presencia de los biocombustibles en el mercado nacional resulta de interés estratégico para la consolidación de una matriz energética plural, descarbonizada y capaz de ampliar el entramado productivo de la economía argentina”, puntualizó un comunicado de dicha Secretaría.

La subsecretaría de Hidrocarburos dictará próximamente una normativa complementaria en la que se precisarán las pautas y requisitos que deberán cumplir los titulares de los nuevos cupos o ampliaciones. Una vez publicadas las especificaciones comenzará a correr el plazo para las presentaciones, se indicó.

Precio del bioetanol para naftas

A través de la resolución 588/2023, la Secretaría de Energía fijó en \$ 172,759 por litro el precio de adquisición del bioetanol elaborado a base de caña de azúcar destinado a su mezcla obligatoria con nafta en el marco de lo dispuesto por la Ley 27.640 (Biocombustibles), el cual regirá para las operaciones llevadas a cabo a partir del 8 de julio de 2023 y hasta la publicación de un nuevo precio que lo reemplace. Asimismo, fijó en el mismo precio por litro el precio de adquisición del bioetanol elaborado a base de maíz destinado a su mezcla obligatoria con nafta en el marco de lo dispuesto por la Ley 27.640. También regirá para las operaciones llevadas a cabo a partir del 8 de julio último y hasta la publicación de un nuevo precio que lo reemplace.

El plazo de pago del bioetanol elaborado a base de caña de azúcar y maíz no podrá exceder, en ningún caso, los treinta (30) días corridos a contar desde la fecha de la factura

correspondiente, señala la R-588.

Bioetanol de caña de azúcar

Los precios del bioetanol elaborado a base de caña de azúcar y de maíz destinados al mercado interno en su mezcla obligatoria con las naftas serían actualizados mensualmente y publicados con la misma temporalidad, de acuerdo a la variación porcentual del precio en el surtidor de las naftas comercializadas a través de las estaciones de servicio de YPF en la CABA, lo cual a su vez fue ratificado por el Decreto 717/2021 y sus modificatorios (Decretos 184 y 709/2022).

Asimismo se aprobaron los procedimientos para la determinación de los precios del bioetanol elaborado a base de caña de azúcar y de maíz en el marco de lo dispuesto por la Ley 27.640. No obstante dichas metodologías entrarán en vigencia a partir del 1º de noviembre de 2023.

CABLES DE ACERO
ESLINGAS
ACCESORIOS



Crosby® Distribuidor oficial para Argentina y Brasil

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

IPH®

(5411) 4469-8100
www.iphglobal.com

ELECTRICIDAD

La demanda de electricidad descendió 7,7 % en junio

La demanda de energía eléctrica en junio registró un descenso i.a. de -7,7 % al alcanzar los 12.069,7 GWh, con temperaturas en promedio muy superiores a las registradas en el mismo mes del año anterior.

Cabe señalar que la demanda también registró descensos en abril (-1 %) y mayo (-7,8 %) y que pese a esta caída, como en el primer trimestre había registrado tres subas consecutivas el crecimiento del año hasta el momento es de 4,3 por ciento, destacó la Fundación Fundelec en su informe periódico.

Con vigencia del nuevo esquema tarifario (con reducción y/o eliminación de subsidios), en lo que respecta a la demanda del sector Residencial la caída de la demanda fue de -15,6 % promedio, y en el Área Metropolitana de Buenos Aires la baja fue de -12,2 por ciento.

Los datos de Junio 2023

En junio de 2023, la demanda neta total del MEM fue de 12.069,7 GWh; mientras que en el mismo mes de 2022, había sido de 13.073,8 GWh. Por lo tanto, la comparación interanual evidencia un descenso de -7,7 por ciento.

Asimismo, en junio 2023, se dió un crecimiento intermensual del 11,6 % respecto de mayo, cuando alcanzó los 10.815,3 GWh.

En cuanto a la demanda Residencial de junio, representó el 48 % del total país, con una caída de -15,6 % respecto al mismo mes del año anterior.

En tanto, la demanda Comercial bajó -5 %, siendo el 26 % del consumo total. Y la demanda



industrial representó otro 26 %, con un ascenso en el mes del orden del 1,8 %, aproximadamente.

Por otro lado, se registró una potencia máxima de 24.935 MW el 13 de junio de 2023 a las 20:41, lejos de los 29.105 MW del 13 de marzo de 2023, récord histórico.

Evolución del consumo en los últimos meses

La demanda de electricidad registró en los últimos doce meses (incluido junio de 2023): 5 meses de baja (septiembre de 2022, -0,6 %; octubre, -2,2 %; abril de 2023, -1 %; mayo, -7,8 %; y junio de 2023, -7,7 %) y 7 meses de suba (julio de 2022, 1,9 %; agosto, 1 %; noviembre, 7,2 %; diciembre de 2022, 4,6 %; enero de 2023, 4,1 %; febrero, 12,7 %; y marzo de 2023, 28,6 %). El año móvil (últimos doce meses) presenta una suba del 3,2 por ciento.

Consumo mensual regional

En cuanto al consu-

mo por provincia, en junio 23 fueron las provincias que marcaron descensos: Santiago del Estero (-13 %), EDELAP y Santa Fe (-12 %), Corrientes (-11 %), La Rioja (-10 %), Tucumán y Salta (-9 %), Catamarca y Entre Ríos (-8 %), Córdoba, Chaco y San Juan (-7 %), EDEN, San Luis y Mendoza (-6 %), EDES (-5 %), EDEA (-4 %), Jujuy (-3 %), Neuquén (-2 %), Santa Cruz y La Pampa (-1 %), entre otras.

Por su parte, 3 provincias y/o empresas presentaron ascensos en el consumo: Chubut (28 %), Misiones (15 %) y Formosa (1 %).

En tanto, Río Negro mantuvo el mismo consumo del año anterior.

En referencia al detalle de consumo por regiones, y siempre en una comparación interanual, las variaciones fueron las siguientes:

Metropolitana -Ciudad de Buenos Aires y GBA - tuvo un descenso: -12,2 %.

Litoral -Entre Ríos y Santa Fe- cayó el consumo: -11,5 %.

Noa -Tucumán, Salta, Jujuy, La Rioja, Catamarca y Santiago del Estero- presentó una baja: -9,1 %.

Centro -Córdoba y San Luis- la caída en la demanda fue de -7 %.

Bas -todo el interior de la provincia de Buenos Aires (incluyendo La Plata y sin contar Capital Federal y GBA)- marcó -6,9 %.

Cuyo -San Juan y Mendoza- bajó el consumo -6,6 %.

Nea -Chaco, Formosa, Corrientes y Misiones- presentó un decrecimiento: -3,8 %.

Comahue -La Pampa, Río Negro y Neuquén- decreció -0,9 % respecto a mayo de 2023.

Patagonia -Chubut y Santa Cruz- el consumo ascendió 21,6% con respecto al año anterior.

En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de Capital y GBA, que demandaron un 35 % del consumo del país y totalizaron un descenso conjunto de -12,2 %, los registros de Cammesa indican que Edenor tuvo una caída de -13 %, mientras que en el área de Edesur la demanda descendió -11,1

%.

El resto del país bajó en su consumo -5,5 %.

Temperatura

En cuanto a las temperaturas, el mes de junio de 2023 fue más caluroso en comparación con junio de 2022. La temperatura media fue de 13.2 °C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue 10.8 °C y la histórica es de 11.6 °C.

Datos de generación

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

En junio, la generación hidráulica se ubicó en el orden de los 2.247 GWh contra 3.037 GWh en el mismo período del año anterior, lo que representa una variación positiva del 35 %. Producto de las fuertes lluvias ocurridas durante el mes se observa un aumento en los caudales de las principales cuencas del Comahue. El río Uruguay continúa con un caudal menor a los históricos, pero también con respecto al año anterior, al igual que el río Paraná, que está presentando caudales similares a sus valores históricos.

Así, en junio último siguió liderando ampliamente la generación térmica con un aporte de producción de 57,94 % de los requerimientos. Por otra parte, las centrales hidroeléctricas aportaron al 17,89 %, las nucleares proveyeron el 5,42 %, y las generadoras de fuentes alternativas 12,48 % del total. Por otra parte, la importación de electricidad representó el 6,27 % de la demanda total del mes.

Más de 173 MW se sumaron al SADI en el segundo trimestre del año

Con la habilitación comercial de 7 proyectos de fuentes renovables a gran escala en los meses de abril, mayo y junio, pudieron añadirse 173,12 MW de potencia instalada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), continuando con el avance del sector en el país, destacó la Secretaría de Energía de la Nación.

En el segundo trimestre del año se habilitaron 2 parques eólicos en la provincia de Buenos Aires, 2 parques solares fotovoltaicos en la provincia de Córdoba, 2 parques solares fotovoltaicos en la provincia de San Juan y 1 central térmica a biogás de relleno sanitario en la Provincia de Santa Fe.

En detalle, los flamantes proyectos son: Parque Solar Zonda I (en la provincia de San Juan, que aportó 68,11MW); Parque Solar Zonda I-B



(en San Juan, que sumó 31,89 MW), Parque Eólico Pampa Energía III (en la provincia de Buenos Aires,

que añadió 27 MW), Parque Eólico El Mataco III (en Buenos Aires, que agregó 18 MW), Parque

Solar Cura Brochero (en la provincia de Córdoba, que aportó 17 MW), Parque Solar Cura Brochero

—Ampliación (en Córdoba, que sumó 8 MW) y la Central Térmica a Biogás de Relleno Sanitario San Martín Norte III D I (en la provincia de Santa Fe, que añadió 3,12 MW).

A fines del segundo trimestre del año, Argentina contaba con 202 proyectos operativos que suman más de 5 GW de potencia (5.393 MW) a la matriz energética, permitiendo abastecer la demanda eléctrica de más de 5,8 millones de hogares.

Según datos de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) en el mes de abril, el 14,8 % de la demanda eléctrica se abasteció por fuentes renovables, con 1.488,2 GWh de energía generada, mientras que en mayo el abastecimiento promedio fue de 13,8%, con generación de 1.493,5 GWh. Junio, por su parte, cerró con un 13% de abastecimiento renovable, con 1.567,8 GWh generados.

Además, la Secretaría de Energía, a través de la Resolución 36 del 31 de enero último de, había dispuesto la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional “RenMDI” para celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con la CAMMESA. Los nuevos contratos implicarán la incorporación de 620 MW con el objetivo principal de sustituir generación forzada y diversificar la matriz energética. El 27 de abril se realizó la presentación de ofertas de esta convocatoria y la primera apertura de ofertas técnicas para la licitación, en la que se recibieron más de 200 proyectos, con 2.000 millones de dólares en propuestas de inversión.

La adjudicación las ofertas de RenMDI se realizó mediante la Resolución 609/2023, publicada el 20 de julio en el Boletín Oficial.

Aplicaron sanciones a las distribuidoras de electricidad

El ENRE aplicó sanciones a las distribuidoras de electricidad. A EDENOR por un total de \$ 114.996.638, con motivo de diversos incumplimientos en la calidad del servicio comercial y reiteradas anomalías en materia de seguridad eléctrica en la vía pública.

Mediante las Resoluciones 518 y 519/2023 se sancionó a la empresa por 1.938.800 kWh (equivalente a \$ 43.355.949) debido a errores detectados en la facturación de consumos estimados a usuarios, e incumplimientos en la presentación de información solicitada por el ENRE respecto de obligaciones establecidas en el reglamento de suministro y en el contrato de concesión.

Por otra parte, la Resolución 565/2023 determinó una multa de 3.278.000 kWh (equivalente a \$71.640.690) en razón de 317 casos detectados con anomalías de seguridad eléctrica en la vía pública. Para esta sanción se tuvieron en consideración los reclamos iniciados por las personas usuarias, los informes presentados por la concesionaria y los resultados obtenidos en las inspecciones efectuadas de oficio por personal técnico del ENRE, a fin de corroborar el estado de las instalaciones involucradas, se describió.

A través de una serie de Resoluciones firmadas por el Interventor, Walter Martello, el ENRE sancio-

nó a la distribuidora eléctrica EDESUR S.A por un total de \$ 981.624.284 con motivo de diversos incumplimientos del Reglamento de Suministro y del Contrato de Concesión.

Las sanciones se formalizaron mediante cuatro Resoluciones: La 517/2023 multa a la empresa en \$ 545.701.390; la 522/2023 en \$ 50.809.874; la 523/2023 en \$ 57.146.524; y la 538/2023 en \$ 327.984.496.

Respecto a los motivos de las sanciones aplicadas, el ENRE “detectó diversos y reiterados incumplimientos de Edesur en los plazos, criterios y procedimientos establecidos por el Ente para el envío de información y documentación obligatoria”, se explicó en un comunicado de la autoridad regulatoria.

“También se verificaron incumplimientos de los niveles de calidad definidos en el contrato de concesión respecto de la facturación de consumos estimados”, se agregó.

Para determinar estas sanciones el ENRE se basó en los resultados de una reciente auditoría técnica y administrativa realizada a la Compañía.

El Interventor, de este modo, aplica la instrucción que tras los cortes del verano recibió de la Secretaría de Energía de la Nación: “Aplicar el máximo nivel sancionatorio”, se instruyó.

Fabricada por IMPSA llegó a Yacyretá el cubo de la turbina UG7

Después de casi diez días de traslado desde Mendoza hasta Corrientes, el cubo de la turbina Kaplan, diseñada con tecnología de altísima calidad y programas de Inteligencia Artificial desarrollados por el equipo de ingeniería de IMPSA, llegó a la Central Hidroeléctrica Yacyretá.

El Gobierno Nacional, a través de las secretarías de Industria y Desarrollo Productivo, y de Energía del Ministerio de Economía, está promoviendo el rol estratégico de IMPSA en la transición energética y fortaleciendo la sinergia con la EBY.

El Secretario de Industria y Desarrollo Productivo, José Ignacio de Mendiguren, señaló al respecto que “estamos llevando adelante un proyecto de cambio estructural y para eso IMPSA es un activo clave además de un orgullo para los mendocinos y para todo el país.

Este proyecto con Yacyretá es uno de los muchos que está llevando adelante la empresa, en sinergia con todo el Estado nacional, para el desarrollo energías sostenibles y limpias. IMPSA es un recurso único por su conocimiento tecnológico, de innovación y vanguardia industrial, su capacidad de pensar, diseñar proyectos de clase mundial y concretarlos”, agregó De Mendiguren.

Por su parte, la secretaria de Energía, Flavia Royón, señaló que “es una gran noticia para el país, ya que generará



más energía hidroeléctrica con un valor agregado fundamental que es industria nacional”.

El cubo de la turbina tipo Kaplan salió desde la planta de IMPSA en Mendoza el 12 de julio y, tras un operativo de traslado a cargo de Transapelt, una empresa perteneciente al mismo grupo mendocino, el viernes 21 llegó a la Central Hidroeléctrica Yacyretá, en Corrientes. Se trata del corazón de la turbina, la parte central de la misma, donde luego se montan los 5 álabes para que genere energía.

La turbina Kaplan fue diseñada con tecnología de altísima calidad y programas de Inteligencia Artificial desarrollados por los ingenieros de IMPSA, lo que ha permitido mejorar la eficiencia de modo que genere mayor energía a igual cantidad de agua. La pieza fue realizada íntegramente

en el Centro de Desarrollo Tecnológico, en Mendoza, y el montaje en obra es un trabajo conjunto entre los técnicos de IMPSA y el consorcio CIE de Paraguay.

En la fabricación de cada turbina trabajaron 50 ingenieros, 100 técnicos y 250 operarios. Esto equivale a un total de 80.000 horas hombre de trabajo, que incluyen el proceso completo: desde el diseño hidráulico, el ensayo de modelo, la ingeniería, las compras, la fabricación, el gerenciamiento, hasta la supervisión del montaje y su puesta en marcha en Corrientes.

Esta es la cuarta de las seis turbinas que IMPSA está desarrollando para la Entidad Binacional Yacyretá (EBY). En 2016, la empresa mendocina ganó la licitación para llevar adelante el diseño y la fabricación de las dos pri-

meras turbinas de las 20 que hay que reemplazar en la central hidroeléctrica y luego, en 2018, amplió el contrato con 4 unidades adicionales. La primera de esas cuatro turbinas adicionales se entregó en noviembre de 2022.

La energía renovable a gran escala que genera la Central Hidroeléctrica Yacyretá alcanza a cubrir los requerimientos de electricidad de la mitad de los hogares de Argentina, sin contar las industrias.

Montaje en blanco, despiece y traslado de la turbina Kaplan a Yacyretá

Antes del traslado de la turbina Kaplan, IMPSA realiza en su planta de Godoy Cruz el procedimiento de control y chequeo final, que se llama montaje en blanco y despiece, un procedimiento que demanda casi dos semanas de trabajo, y en el cual se llevan adelante

los últimos ensayos funcionales para garantizar su correcto funcionamiento. El montaje en blanco consiste en tomar todas las piezas que componen una turbina y armarla sobre una plataforma especial, que se la denomina Dispositivo de Balanceo. En esa plataforma se van uniendo cada uno de los álabes al cubo del rodetes, hasta que la turbina quede completamente armada. Colocarla en ese Dispositivo de Balanceo es lo que permite realizar todos los ensayos funcionales que garantizan el correcto funcionamiento de la turbina.

Estos ensayos abarcan el testeado de la carrera de apertura y cierre de álabes; de las presiones de movimiento de álabes; la estanqueidad de sellos (es un ensayo para evitar que el agua que circula por fuera de la turbina ingrese, y que el aceite contenido dentro del cubo y el eje no salga); la medición de diámetro del rodetes; y el balanceo del rodetes.

Luego del último chequeo, se lleva adelante lo que se denomina despiece, que es el proceso a través del cual se vuelve a desarmar la turbina, se separa cada una de las partes y se dejan las piezas listas para el traslado final hacia su destino. Una vez que todas las piezas de la turbina están en la central hidroeléctrica se procede a realizar el montaje y la puesta en marcha para que comience a generar energía limpia.



V FORUM NACIONAL de
ENERGÍA

Jueves 17/8 8:30 a 12:30

Alvear Art Hotel

**HORIZONTE ENERGETICO
SOSTENIBLE**

Las tendencias que darán forma
a un futuro potente

LIDE
ARGENTINA

Wintershall Dea avanza en su estrategia de diversificación y descarbonización

En una mesa redonda de medios el CEO de Wintershall Dea, Mario Mehren, informó los resultados operativos y financieros de la compañía del segundo trimestre.

La empresa registró una producción estable de 322.000 barriles equivalentes de petróleo al día en el segundo trimestre de 2023, un 3 % más que en el mismo periodo del año anterior.

El EBITDAX se situó en 975 millones de euros, un 24 % menos interanual, como reflejo de precios significativamente más bajos.

De cara al próximo invierno, Mehren afirmó que *"no podemos caer en la autocomplacencia"* y añadió que, aunque los precios de las materias primas han bajado significativamente, las perspectivas siguen siendo volátiles y persisten los riesgos de suministro.

La estrategia de diversificación de la empresa se ve impulsada por los avances en Noruega y México.

Mehren informó de los avances en Noruega, donde se pusieron en marcha dos yacimien-

tos operados por socios y se aprobaron seis nuevos proyectos para su desarrollo durante el trimestre. Dos de los seis, Dvalin North y Maria Phase 2, operados por Wintershall Dea, podrán aportar alrededor de 110 millones de barriles equivalentes de petróleo a Europa a partir de 2025.

Mehren describió las aprobaciones de los proyectos como *"noticias positivas para Europa, noticias positivas para Wintershall Dea y una clara señal de nuestro compromiso con Noruega"*. Los avances en Noruega se vieron reforzados por los éxitos en México. La empresa registró un importante éxito de exploración a principios del trimestre en Kan, con estimaciones preliminares que indican entre 200 y 300 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Las autoridades mexicanas aprobaron un Plan de Desarrollo Unitario para el descubrimiento de Zama. Con sus recursos brutos recuperables estimados de 600 a 800 millones de barriles equivalentes de petróleo, se espera que Zama contribuya signi-

ficativamente al suministro energético de México durante los próximos 25 años.

Proyecto CAC

El proyecto CAC de Greensand, en Dinamarca, recibió durante el segundo trimestre una verificación de seguridad por parte de expertos independientes en aseguramiento y gestión de riesgos de DNV. La Directora de Operaciones de Wintershall Dea (COO), Dawn Summers, comentó *"que la CAC es segura y crucial para la lucha contra el cambio climático"*. Greensand es uno de los proyectos de CAC más avanzados de Europa, y su objetivo es almacenar hasta ocho millones de toneladas de CO2 al año para 2030, es decir, el 13% de las emisiones anuales de Dinamarca. Wintershall Dea es uno de los miembros principales del consorcio a cargo del proyecto.

En conjunto, Wintershall Dea aspira a reducir entre 20 y 30 millones de toneladas de CO2 al año de aquí a 2040 con CAC e hidrógeno. Summers afirmó que

Wintershall Dea sigue evolucionando, *"pasando de ser la principal compañía independiente europea de gas y petróleo, a ser una compañía independiente europea líder en gas y gestión del carbono."*

Norte de Africa

Summers informó sobre las actividades de la compañía en el Mediterráneo y el Norte de África, y describió la región como una zona con un *"papel tremendamente significativo para el suministro energético europeo y mundial, y para la futura descarbonización"*. Summers dijo que la empresa ha establecido una asociación con Sonatrach en Argelia para una Cooperación Científica y Técnica, con el fin de compartir conocimientos en la producción de gas y petróleo, así como en proyectos de descarbonización.

"Estamos creando asociaciones sólidas mientras buscamos nuevas inversiones y proyectos". Wintershall Dea ya es socio de Sonatrach en el proyecto de gas natural Reggane Nord".

SUBITE A



EL PROGRAMA DE DESCUENTOS & BENEFICIOS DE AXION.








REGISTRATE

PROMOCIÓN VÁLIDA PARA LOS USUARIOS QUE REALICEN SU REGISTRO EN ON. VÁLIDO PARA LA PRIMERA CARGA DE COMBUSTIBLES SUPER, QUANTUM, AXION DIESEL X10 Y QUANTUM DIESEL X10, POR ÚNICA VEZ. TOPE DE REINTEGRO: \$600. BASES, CONDICIONES, VIGENCIA Y ESTACIONES ADHERIDAS EN: <https://onaxionenergy.com/>

Bajaron las ventas de varias petroleras en el segundo trimestre de año

Las grandes petroleras reportaron menores ingresos por la venta de crudo y gas durante el segundo trimestre de este año como consecuencia de la caída de los precios.



Los ingresos petroleros de Arabia Saudita cayeron un 37,7% interanual, hasta 19.200 millones de dólares en mayo de 2023.

Esta cifra contrasta con los 30.800 millones de dólares de ingresos petroleros de mayo de 2022, cuando los precios del Brent alcanzaron una media de 113 dólares por barril, tras la invasión rusa de Ucrania.

El precio medio del Brent en mayo de este año se situó en torno a los 75 dólares por barril, lo que, combinado con el descenso de las exportaciones saudíes y la reducción de la producción de la OPEP en el marco del acuerdo, arrastró los ingresos a su nivel más bajo en 20 meses.

La proporción de las exportaciones en el valor de las exportaciones totales de petróleo disminuyó del 80,8% en mayo de

2022 al 74,1% en mayo de 2023, indicaron los datos oficiales saudíes.

Ese mes, las exportaciones saudíes se desplomaron por debajo de los 7 millones de bpd por primera vez en muchos meses. Los envíos del primer exportador mundial podrían seguir disminuyendo, ya que Arabia Saudita está recortando su producción en 1 millón de bpd más en julio y agosto.



Los beneficios de Shell en el segundo trimestre se desplomaron un 47% con respecto al primer trimestre, ya que el descenso de los precios de los hidrocarburos, los márgenes de refino y el GNL afectaron a los resultados de la empresa en el segundo trimestre.

La caída de los beneficios en el último trimestre no fue inesperada, teniendo en cuenta que los precios del petróleo se situaron en una media de 75 dólares por barril en el segundo trimestre de 2023.

En el mismo trimestre

del año anterior, los precios fueron de 113 dólares por barril y los precios del gas natural de este año fueron una fracción de los récords registrados en el verano de 2022.



La noruega Equinor obtuvo un 57% menos de ganancias en el segundo trimestre en comparación con el mismo periodo de 2022, debido a que los precios del gas natural y el crudo cayeron desde los altos niveles del año pasado.



TotalEnergies reportó ingresos netos por 4.956 millones de dólares y un retorno promedio sobre el capital del 22%. El flujo de caja fue de 8.500 millones de dólares y 18.000 millones en el primer trimestre.

Los beneficios del segundo trimestre registraron una caída pero la petrolera mantuvo su se-

gundo dividendo a cuenta de 2023 de 0,74 euros por acción, que es un 7,25% superior en comparación con los tres dividendos a cuenta pagados para 2022 e idéntico al dividendo ordinario final del ejercicio 2022 y al primer dividendo a cuenta de 2023.



La petrolera estadounidense cerró el segundo trimestre del año con un beneficio neto atribuido de 7.880 millones de dólares, lo que supone un 55,8% menos que el mismo periodo del año anterior, cuando alcanzó beneficios récord por los altos precios de la energía a raíz de la invasión rusa de Ucrania.

De esta manera, la cifra de negocio de la petrolera en el segundo trimestre cayó un 28,3%, hasta los 82.914 millones de dólares.

Desde la petrolera indicaron que el descenso de las ventas de gas natural y de los márgenes de refino del sector afectaron "negativamente" a los beneficios, aunque los resultados se vieron beneficiados de la ausen-

cia de impactos desfavorables en el mercado de derivados del trimestre anterior.

En el acumulado del año, la petrolera ganó 19.310 millones de dólares, un 17,2% menos que en el mismo periodo del año anterior, mientras que la cifra de negocio cayó un 17,8%, hasta los 169.478 millones de dólares.

El presidente y consejero delegado de ExxonMobil, Darren Woods, ha destacado que la compañía está en camino de reducir estructuralmente los costes en 9.000 millones al final del año en comparación con 2019 y que la producción aumentó un 20% en comparación al mismo periodo del año anterior en las regiones de Guyana y la Cuenca Pérmica.



Los ingresos de BP en el segundo trimestre del ejercicio sumaron 49.479 millones de dólares (44.915 millones de euros), un 28,8% menos que en el segundo trimestre de 2022.

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



Récord de consumo de carbón y alerta de la AIE

Los coletazos por las prohibiciones al gas ruso tras el conflicto en Ucrania obligaron a los estados europeos a aumentar el consumo de carbón. Sumado a ello, el mayor consumo en China e India alejan los planes de descarbonización.

El consumo de carbón en el mundo alcanzó los 8.300 millones de toneladas en 2022, un récord histórico y un avance del 3,3% con respecto al año anterior. La Agencia Internacional de Energía (AIE) alertó que los gases contribuyen emanados del carbón contribuyen al calentamiento del planeta, que seguirá en niveles elevados tanto en 2023 (+0,4%), como en 2024 (-0,1%). En China, el aumento fue del 4,6% en 2022 y en India, del 6,9%, gracias, en parte, a los precios competitivos de esta energía fósil. En la Unión Europea (UE) el aumento del consumo de carbón se situó



en el 0,9%, sobre todo en la parte de la generación.

El consumo en EEUU y UE

Para 2023, la AIE divulgó sus estimaciones del primer semestre del año, que apuntan a un notable descenso de la demanda en la UE y Estados Unidos, del 16% y el 24%, respectivamente.

“Sin embargo, la demanda de los dos principales consumidores, China e India, creció el 5% en el primer semestre, compensando las reducciones de las otras re-

giones”, sostuvieron los autores del informe. El director de los mercados de energía de la AIE, Keisuke Sadamori, explicó que el descenso del consumo de carbón en la UE y Estados Unidos se fundamenta en el crecimiento de las energías limpias en las dos regiones. No obstante, Sadamori lamentó que en Asia el recurso al carbón “se mantenga obstinadamente elevado”, teniendo en cuenta, además, que las principales economías del continente han aumentado sus capacidades para producir energía limpia.

Japón rediseña su política nuclear

Tras la crisis energética del año pasado, Japón rediseña su política nuclear abandonada después del desastre de Fukushima en 2011.

El gobierno proyecta una licitación para las centrales nucleares prevista 2024.

Los proyectos ganadores darían a las centrales nucleares subsidios durante 20 años que ayudarían a cubrir los costos para cumplir las normas de seguridad mucho más estrictas. Japón, un país de escasos recursos, que necesita importar cerca del 90% de sus necesidades energéticas, dio un giro de 180 grados a su política nuclear a finales del año pasado, al dispararse su factura de importación de energía.

Un grupo de expertos dependiente del Ministerio de Industria japonés decidió que Japón permitiría el desarrollo de nuevos reactores nucleares y permitiría que los reactores disponibles funcionaran después del límite actual de 60 años.

Un total de 16 reactores estaban en proceso de aprobación de reinicio en febrero de 2023, según la Asociación Nuclear Mundial. La energía nuclear representa el 6% de la generación eléctrica de la isla, frente al 30% que representaba antes con Fukushima.



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.

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

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

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

TotalEnergies avanza en el negocio de las renovables

TotalEnergies compró por 1.660 millones de dólares las acciones de Total Eren, una empresa de energías renovables.

La operación se produce tras un acuerdo estratégico firmado entre TotalEnergies y Total Eren en 2017, que otorgaba a TotalEnergies el derecho a adquirir la totalidad de Total Eren tras un periodo de cinco años.

En la actualidad, Total Eren tiene 3,5 gigavatios (GW) de capacidad renovable en funcionamiento en todo el mundo y una cartera de proyectos solares, eólicos, hidroeléctricos y de almacenamiento de más de 10 GW en 30 países, incluidos 1,2 GW en construcción o en fase avanzada de desarrollo.

TotalEnergies también firmó varios acuerdos para ampliar su negocio de renovables en Turquía, Argelia y Alemania. TotalEnergies aprovechará los activos de 2 GW de Total Eren en funcionamiento en países comerciantes (especialmente Portugal, Grecia, Australia y Brasil) para desarrollar su estrategia energética integrada. También se beneficiará de la presencia de Total Eren y de su capacidad para desarrollar proyectos en otros países como India, Argentina, Kazajistán o Uzbekistán. En Turquía, TotalEnergies firmó el lunes un acuerdo con Rönensans Holding para comprar una participación del 50% en Rönensans Enerji y desarrollar conjuntamente, a través

de esta empresa conjunta, proyectos renovables en Turquía, que es un mercado eléctrico en expansión liberalizado.

Dos meses atrás, la compañía amplió su asociación con la empresa estatal argelina Sonatrach para cooperar en el desarrollo de proyectos de energías renovables en Argelia y firmó un acuerdo de colaboración con la empresa de Petronas Gentari Renewables para desarrollar proyectos en Asia-Pacífico. A principios de este mes, TotalEnergies obtuvo dos licencias offshore en el Mar del Norte y el Mar Báltico alemanes para el desarrollo de la eólica marina, con un potencial de capacidad de 2 GW y 1 GW, respectivamente.

Aumentó la producción de crudo en Iran

La producción de crudo iraní aumentó hasta situarse por encima de los 2,2 millones de b/d en los que se encontraba en torno al momento en que el presidente iraní Ebrahim Raisi asumió el cargo en agosto de 2021.

Hoy se sitúa por encima del promedio de 2,75mn b/d que las fuentes secundarias de Opep que fue superior a los 2,69mn b/d de mayo. Argus, una de las siete fuentes secundarias de la OPEP, estimó la producción iraní en 2,91 millones de b/d en junio, frente a los 2,78 millones de b/d de mayo y los 2,57 millones de b/d de principios de año.

Las exportaciones alcanzaron una media de 1,22 millones de b/d en el segundo trimestre de este año, frente a los 936.000 b/d del primer trimestre y los 731.000 b/d del segundo trimestre de 2022.

La producción aumentó pero sigue por debajo de su capacidad debido a las sanciones impuestas.

RETAIL Y LOCALES COMERCIALES

Calidad percibida en cada detalle.

Nuevo Spot! to Go, el primer local de la marca fuera del ámbito de una estación de servicio. Ubicado en L.N. Alem 1190, CABA.

Espacios, diseños y servicios que potencian el rendimiento de su empresa.
 Más de 20 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 Servicio y Retail, Real State, Desarrollo de Imagen
 Corporativa, Proyectos Audiovisuales y Creatividad para Stands. Pónganos a prueba.

www.balko.com.ar

BALKO
 we Get Involved.

ANCAP busca convertirse en una compañía de energías sustentables

ANCAP participó en el IX Congreso LATAM Renovables organizado por AUDER (Asociación Uruguaya de Energías Renovables), el encuentro más importante del sector energético en Uruguay.

El evento contó con la presencia del presidente de la República Luis Lacalle Pou, el ministro de Industria, Energía y Minería Omar Paganini, el ministro de Ambiente Robert Bouvier, la presidenta de UTE Silvia Emaldi, el presidente de ANCAP Alejandro Stipanich, entre otras autoridades nacionales y referentes del sector energético.

El congreso fue inaugurado por el presidente de AUDER Marcelo Mula, quien expresó que el objetivo de este encuentro es discutir sobre temas clave en materia energética.

A su turno, el presidente de la República Luis Lacalle Pou, subrayó que Uruguay cuenta con una combinación única de condiciones favorables, decisiones políticas acertadas y un fuerte compromiso con el respeto a la ley y los contratos. Todo esto hace de Uruguay un destino atractivo para in-



versores y personas que buscan establecerse en un entorno seguro y confiable.

“La utilización de estas energías renovables es totalmente virtuosa. Hay una toma de conciencia sobre el planeta que queremos para nuestros hijos y nietos”, expresó el presidente de la República.

El ministro de Ambiente Robert Bouvier, dijo que el país avanza firmemente hacia su segunda transición energética. *“Aspiramos a que el país pueda posicionarse como productor de energía y productos renovables, constituyendo un nuevo rubro de exportación es-*

tratégico y de largo plazo. Se trata de productos y combustibles renovables que están siendo demandados por diversos mercados, para los cuales Uruguay puede ocupar un lugar de enorme relevancia como proveedor y receptor de inversiones”, agregó. Por su parte, el ministro de Industria, Energía y Minería Omar Paganini, destacó que el hidrógeno verde es una oportunidad de desarrollar energía autóctona, un nuevo sector que genera valor agregado, que independiza al país y lo proyecta al mundo. *“Tenemos que aprovechar nuestras ventajas compa-*

rativas en este mundo en transformación. Tenemos recursos renovables mucho más allá de nuestras necesidades locales”, expresó Paganini.

La presidenta de UTE Silvia Emaldi, expuso sobre el modelo de negocio de UTE basado en cinco ejes estratégicos. Se focalizó en descarbonización y en los planes que se desarrollan hacia la segunda transformación energética.

A su turno, el presidente de ANCAP Alejandro Stipanich, subrayó que la estrategia es transformar a ANCAP en una compañía de energías sustentables. Sostuvo que el mundo tiene que ser realista y responsable respecto a la transición energética y que el proceso será largo y debe darse de una forma justa, ordenada y responsable.

Stipanich, destacó que hasta el momento se ha trabajado bastante pero queda mucho más por hacer, porque la transición energética recién es incipiente.

“Para pensar en el futuro hay que hacer el presente y por eso desde ANCAP estamos cumpliendo con nuestra misión principal entregando combustibles con la calidad y cantidad requerida por el mercado al menor costo posible, sin descuidar el porvenir”, expresó Stipanich.

También asistieron al congreso el vicepresidente de ANCAP Diego Durand, el director Richard Charamelo y el gerente general Ignacio Horvath.

El IX Congreso LATAM Renovables es un evento que reúne a los principales referentes del sector energético, tanto del ámbito gubernamental como empresarial y social, para discutir y compartir ideas y estrategias en busca de recomendaciones y líneas de acción que serán de gran importancia para el futuro de la industria.

Convenio entre la UE y Chile para el litio

La UE firmó un acuerdo sobre materias primas con Chile con el fin de construir una industria de extracción y procesamiento especialmente de litio. El acuerdo fue firmado por el Comisario de Mercado Interior de la UE, Thierry Breton, y el Ministro de Asuntos Exteriores de Chile, Alberto van Klaveren Stork.

La nueva asociación se centra específicamente en cinco ámbitos: la integración de cadenas de valor sostenibles de las materias primas (entre otras cosas, mediante proyectos conjuntos, nuevos modelos empresariales y el fomento y la facilitación de las relaciones comerciales y de inversión); la cooperación en materia de investigación e innovación, por ejemplo, para mejorar el conocimiento de los recursos minerales y minimizar la huella medioambiental y climática; el refuerzo de los criterios medioambientales, sociales y de gobernanza (ESG); la creación de infraestructuras para el desarrollo de proyectos; y la aplicación de las normas laborales internacionales.

Como próximo paso, la UE y Chile desarrollarán una “hoja de ruta operativa” para coordinar la cooperación entre “las partes interesadas pertinentes de los Estados miembros de la UE y Chile”. La CE publicó en marzo un proyecto de “Ley de Materias Primas Críticas”.

Petrobras produjo 3,1% más de crudo

Petrobras produjo un promedio de 3,71 millones de barriles diarios de petróleo y gas natural en el primer semestre del año, un 3,1% más que en el mismo período de 2022. La petrolera registró en el segundo trimestre una producción diaria promedio de 3,69 millones de barriles, un 3,9% superior al mismo período de 2022 y un 1,4% menos en comparación con los tres primeros meses de este año.

Los datos incluyen los hidrocarburos extraídos por la petrolera tanto en Brasil como en el exterior, así como en las áreas de concesión que se adjudicó en asociación con otras empresas pero en las que es operadora.

Entre abril y junio, Petrobras extrajo de El Presal un promedio de 2,06 millones de barriles diarios, que responden por el 78% del total de producción de la compañía y ligeramente superan los 2,05 récord del primer trimestre. Entre enero y marzo la producción del área respondió por el 77% del total. Las ventas, incluyendo los derivados, entre enero y junio cayeron un 4,8% frente al primer semestre del año pasado, hasta los 2,93 millones de barriles de promedio diario.

Las exportaciones, en tanto, registraron en el primer semestre un promedio de 756 millones de barriles por día, que representan una disminución del 1,7% frente al que se tenía en los seis primeros meses del año pasado.

Spot! To Go, la nueva propuesta de AXION energy

Un innovador proyecto comercial ha nacido en el corazón del centro porteño, Spot! To Go; ubicado en la esquina de Av. L.N. Alem y San Martín. Este nuevo concepto de la conocida tienda de conveniencia, combina las áreas de exposición y venta y es el primero que se encuentra fuera de su ámbito habitual en las estaciones de servicio AXION energy.

El equipo de Retail de Balko Argentina tuvo a su cargo el desarrollo de la propuesta que optimiza los 50m2 de superficie del local, con un proyecto compacto y eficiente que brinda soporte a la propuesta de ofrecer exclusivamente servicios de cafetería y comida para llevar, adaptándose a las necesidades y hábitos de consumo del público, el desafío fue la aplicación de la imagen, con alto impacto y respetuosa de las condiciones del Área de Protección Histórica (APH) en la que se encuentra.

Durante su diseño, se consideraron aspectos clave como: la ubicación del ingreso al local, un sector destinado a la Parada Sanguchera, una de sus principales ofertas gastronómicas, y una atractiva visualización de desde el exterior que integra su imagen a la fachada del edificio donde se encuentra ubicado.

Beatriz Cruz (Gerente del área), Ernesto Sister (Jefe del área Retail) y Hernán Gelis, los arquitectos de Balko, nos cuentan que: "Fue un desafío, lo miren por donde se lo mire, y un gran trabajo de equipo entre las diferentes áreas intervinientes.

Trabajamos muy cerca de nuestro cliente en este proyecto y estamos muy contentos de ver la marca Spot! To Go tomar vuelo propio."

En resumen, Spot! To Go se presenta como una audaz jugada para la marca y que representará una nueva opción para los amantes del buen café y la comida rápida en el centro porteño.



iAPG

AOG
XIV ARGENTINA OIL & GAS EXPO 2023

5º Congreso Latinoamericano y 7º Nacional de **Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente en la Industria del Petróleo y del Gas** **iAPG**

11 - 14.9.2023
La Rural, Predio Ferial
Buenos Aires, Argentina

iAPG INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS

messe frankfurt

