

El conflicto rusoucraniano generará grandes cambios en materia energética.
Podría ampliarse el rol de las fuentes alternativas

Siglo XXI super cambalache

Página 10

Por Fernando Schaich



Energía & Negocios Internacional

Año XXVI N° 310 - Fundado en 1995 - Mayo de 2022 - Petróleo, Gas & Electricidad - www.energiaynegocios.com.ar - Precio \$ 200

**Pampa
aumentó su
producción**

Página 5

**La demanda
eléctrica
bajó 1,5%
en marzo**

Página 12

**Extienden
permisos de
exploración a
Shell y Qatar**

Página 9

Se construirá el gasoducto tan esperado, pero sólo por la mitad



Se anunciaron las obras del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner en su primera etapa. Tiene por objetivo aumentar el suministro del gas de Vaca Muerta al mercado interno, reducir importaciones, sobre todo de GNL, y exportar este insumo energético. Sin embargo será un objetivo a medias si no se concreta en segundo tramo. Preocupación en el gobierno por el costo fiscal de las importaciones de gas criogenizado de este y de los próximos años.

Página 2

**Putin puso en tensión al sistema
cambiario europeo**

Página 14

**Prorrogan hasta 2041 la concesión
offshore en la Cuenca Austral**

Página 8

La energía se está reinventando,
Total evoluciona a TotalEnergies.



Se construirá el gasoducto tan esperado, pero sólo por la mitad

Se anunciaron las obras del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner en su primera etapa. Tiene por objetivo aumentar el suministro del gas de Vaca Muerta al mercado interno, reducir importaciones, sobre todo de GNL, y exportar este insumo energético. Sin embargo será un objetivo a medias si no se concreta en segundo tramo. Preocupación en el gobierno por el costo fiscal de las importaciones de gas criogenizado de este y de los próximos años.

Por María del Rosario Martínez

El presidente Alberto Fernández encabezó en Neuquén el acto de inicio del proceso de licitación de las obras de construcción del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner (GPNK), que aumentará la capacidad de transporte del gas producido en Vaca Muerta. Se ha adjudicado la provisión de caños y están en curso la de otros materiales y equipos. Se aguarda la licitación de las obras de tendido del ducto, que se estima iniciar en agosto-setiembre.

El proyecto tiene por objetivo el abastecimiento del mercado interno, tendiente a la sustitución del gas natural boliviano, y del GNL cuyo precio internacional alcanzó altísimos niveles, amenazando el presupuesto nacional de este año y de los venideros, si el conflicto bélico ruso – ucraniano se prolongase en el tiempo, con Estados Unidos y la OTAN en roles protagónicos.

También se destinará gas a la exportación regional, mientras se analizan proyectos para su conversión en GNL y su colocación internacional.

En el yacimiento Loma Campana que YPF explota en

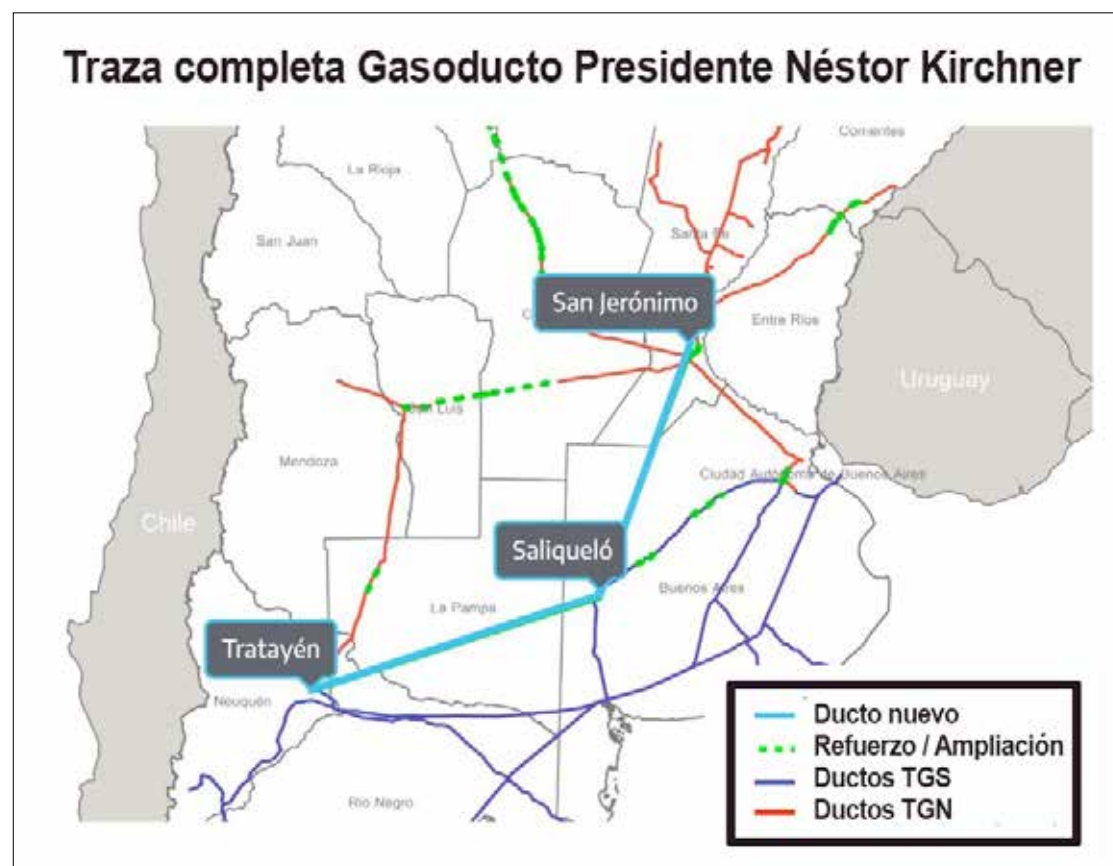
Vaca Muerta, Fernández señaló: “Hoy estamos poniendo en valor algo muy importante para el desarrollo de la Argentina, porque no hay posibilidad de que el país se desarrolle sin industria, ni que la industria crezca sin energía, ni que esa energía salga de otro lugar que de suelo argentino”.

El gasoducto conectará la localidad de Tratayén, Vaca Muerta, en la provincia de Neuquén, con Saliqueló, en la provincia de Buenos Aires y su trazado se ubicará a medio camino entre el ducto Centro Oeste al norte y los ductos Neuba I y II en el sur.

El Centro Oeste es operado por TGN, Neuba I y II son operados por TGS.

En Saliqueló se ubica la planta de compresión de gas Saturno, que se conecta a un ramal del Neuba, directamente a Buenos Aires. Un tramo más corto conecta actualmente la localidad con la ciudad portuaria de Bahía Blanca, desde donde YPF hasta hace poco exportaba a pérdida GNL en pequeña escala.

El costo de este primer tramo fue calculado en unos US\$ 1.500 millones, de los cuales US\$ 500 millones, provendrán de los ingresos del aporte extraordinario que debieron realizar los tenedores



Gasoducto Presidente Nestor Kirchner Tramo Tratayén – Saliqueló

- Longitud aproximada de referencia: 570 km.
- Diámetro mínimo requerido: 914,4 mm (36 pulgadas).
- Presión mínima de diseño: 95 bar.
- Capacidad de transporte mínima inicial: 15 MMm³/día
- Capacidad de transporte mínima futura: 40 MMm³/día
- Fecha de Puesta en Marcha: En condiciones de prestar el Servicio
- Licenciado dentro de un plazo de dieciocho (18) meses

locales de grandes fortunas, según la Ley 27.605/20, “Les pido a los que finalmente tienen la responsabilidad de hacerlo que lo hagan cuanto antes, que pongan todo su empeño, porque la Argentina necesita ese gas, no sólo para calefaccionarnos, sino para el desarrollo de nuestras industrias en todas las regiones del país” señaló Alberto Fernández en su discurso. Sus palabras reflejan la inquietud del gobierno sobre el futuro

cercano de los precios y del abastecimiento del recurso energético y del impacto que tendrá en las cuentas públicas.

Antecedentes y cifras

La autorización para la construcción del primer tramo del ducto fue firmada por el presidente Mauricio Macri a principios de julio de 2019. En aquella oportunidad se difundió que la inversión es-

timada rondaría los US\$ 800 millones que provendrían: 50% de los jubilados (US\$ 400 MM Fondo de Garantías de Sustentabilidad), US\$ 200 MM aportados por la Corporación de Inversión Privada en el Extranjero (OPIC) de los Estados Unidos, y los restantes US\$ 200 MM con aportes del ganador de la licitación. A pesar de haber logrado US\$ 45.000 MM para gasto corriente, la gestión Macri no pudo encarar la obra.

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

Para más información encontramos en
www.energix.com.ar

EnergiX

En la primera etapa Tratayén con Salliqueló, el ducto se conectará con la parte final del NEUBA II permitiendo evacuar mayor volumen desde Neuquén reduciendo las importaciones de GNL por el puerto de Bahía Blanca y liberando volúmenes de gas para industrializar en el polo petroquímico. Incluso tras el anuncio de construcción, Profértil, empresa conjunta YPF - Nutrien anunció un proyecto de duplicar la capacidad de producción de urea en caso de disponer de mayores volúmenes de gas.

El gasoducto deberá transportar desde su Puesta en Operación Comercial (POC) un caudal inicial de 15 MMm³/d de gas natural de 9.300 kcal/m³ y estará diseñado y construido de forma tal que, con el segundo tramo y ampliaciones subsiguientes pueda transportar unos 40 MMm³/d de gas natural de 9.300 kcal/m³.

El segundo tramo

El segundo tramo originalmente contemplaba una traza que extendía el ducto desde Salliqueló hasta San Nicolás de los Arroyos y se conectaba con un ducto de TGN. Sin embargo, primó la cordura y el tramo llegará hasta San Jerónimo, donde se encuentra un nodo de distribución. Tendría 440 km de longitud y atravesaría extensos centros urbanos e industriales de Buenos Aires y Rosario. En estas ciudades se concentran a nivel local los mayores consumidores de gas del sector privado (generadoras termoeléctricas), así como gran parte de los consumidores residenciales.

Este segundo tramo impondrá un necesario aumento en la capacidad de bombeo del primero, lo que permitirá duplicar el volumen transportado y canalizarlo al sur de la provincia de Santa Fe. La inversión para esta segunda etapa se estima entre US\$ 900 MM y US\$ 1.200 MM. Los fondos los aportaría el Estado nacional a través de la energética IEASA (ex Enarsa), pero aún no está decidida su construcción, fundamentalmente por falta de financiamiento.

De esta manera, al conectarse con el Gasoducto del Norte, se podrá ir revirtiendo la dirección del fluido, con el fin de abastecer al sur de San-

Capacidad de los principales gasoductos troncales

Gasoducto	Zona de inyección	Nivel de carga
San Martín	Cuenca Austral y del Golfo	Máxima carga en el estrecho de Magallanes. Luego existe capacidad disponible
Del Norte	Cuenca del Noroeste y Bolivia	Alta capacidad disponible
Centro Oeste	Cuenca Neuquina	Alta carga durante todo el año
NEUBA I y II	Cuenca Neuquina	Alta carga durante el invierno

Fuente: Elaboración propia

ta Fe y Córdoba con gas de Vaca Muerta, reemplazando de esta manera las importaciones desde Bolivia.

Sustitución de importaciones

Si bien el gasoducto PNK permitirá la fuerte reducción de las importaciones de GNL, no las evitará en un 100%, porque durante los meses de invierno la demanda no podrá ser abastecida en su totalidad por el nuevo ducto.

Los precios internacionales del gas natural criogenizado preocupan y mucho a la actual gestión de Economía. El experto Daniel Gerold pronosticó que pese al fuerte crecimiento de la producción no convencional y su alta competitividad prevé un déficit de la balanza energética de US\$ 4.700 millones.

Para tener una referencia de las implicancias económicas del proyecto, según el ingeniero Raúl Bertero, durante el año 2021, el sistema

argentino de transporte de gas por redes abasteció al mercado interno con una inyección de unos 100 MMm³/d de gas nacional, unos 14 MMm³/d de gas de Bolivia y los picos invernales entre mayo y septiembre se cubrieron con unos 30 MMm³/d de GNL y el resto de la demanda insatisfecha, con 20 MMm³/d de combustibles líquidos mayoritariamente gasoil, y se aplicaron restricciones a la actividad industrial, que incluyeron limitaciones a la producción de líquidos en la planta de Cerri.

La mayoría de los cálculos de costos y precios fueron hechos con anterioridad al conflicto Ruso-Ucraniano. Esos cálculos concluían que sólo el primer tramo (Tratayén - Salliqueló) podría reducir las importaciones de gas unos US\$ 2.000 millones y adicionalmente US\$ 200 millones por sustitución de líquidos.

Respecto del segundo tramo (Salliqueló - San Jerónimo) poco se habla. Sin embargo, ese tramo, comple-

mentario reducirían aún más las importaciones que podrían significar un ahorro de US\$ 3.000 millones por sustitución de GNL y nada menos que US\$ 1.300 millones por sustitución de diésel. Claramente es una inversión necesaria y altamente beneficiosa, pero tiene -soto voce- sus detractores.

Según Bertero, si Vaca Muerta proveyera de unos 20 MMm³/d adicionales y la capacidad de transporte estuviera disponible, la suma de ambos tramos y sólo por reemplazo de combustibles líquidos, permitirían un ahorro de US\$ 2.200 en forma inmediata. Todos cálculos hechos previamente al conflicto bélico.

Mercado y precios

La composición del mercado gasífero doméstico es, en principio, sencilla: por el lado de la demanda, el sector residencial, las entidades de bien público y los comercios

de bajo consumo tienen tarifas fijadas en pesos con subsidios estatales, mientras que el GNC y el sector industrial abonan el precio de mercado.

Respecto a las exportaciones, estas no pueden realizarse a un precio inferior a los del mercado interno y tienen restricciones cuando se efectúan desde la infraestructura encuadradas en el servicio público (Ley 24.076).

Por el lado de la oferta no hay subsidios. Por medio del Plan Gas.AR se establecieron licitaciones por el 70% del gas consumido en el país. El precio se acordó en dólares por un plazo de 4 años, dándole a las empresas un horizonte para poder realizar las inversiones y al gobierno el acceso al combustible más económico. El resto de la oferta de gas que consiste en el gas importado, tiene su precio previamente acordado si se trata de las importaciones de Bolivia o de los valores negociados previamente en el caso del GNL.

Durante el año 2020, debido a la crisis internacional del COVID, los precios resultaron extraordinariamente bajos, sin embargo se puede observar la fuerte recuperación del 2021.

Potenciales exportaciones

La construcción de los nuevos ductos permitiría eventualmente la exportación de GNL. Si no se construyese el segundo tramo (Salliqueló-San Jerónimo) se produciría un excedente en Bahía Blanca que no podría inyectarse en el sistema y de este modo habilitar su exportación.

El gas transportado por los ductos regulados por la Ley 24.076 impide su exportación si el mercado interno no está abastecido. Las exportaciones en estas condiciones podrían producir algún debate o controversia sobre la procedencia o no de exportar desde la infraestructura del servicio público cuando no está abastecida la demanda y hay importaciones de GNL.

Las exportaciones no necesariamente balancearían las importaciones debido a que la Argentina está lejos de los polos productores y consumidores: el "net back" —aún en escenario de precios altos— arroja precios bajos para el gas en boca de pozo de origen

Puesta en marcha del gasoducto Presidente Néstor Kirchner

Autoridades nacionales anunciaron desde Neuquén el lanzamiento del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner que, en su Etapa I, se extenderá por 650 kilómetros entre Tratayén (NQN) y Salliqueló (Buenos Aires).

El costo de este tramo fue calculado en unos 1.500 millones de dólares, será financiado por el Estado, y 500 millones corresponden a ingresos por el aporte extraordinario que debieron realizar los tenedores locales de grandes fortunas, en base a una Ley específica.

Hasta el momento se licitó la compra de los caños, SIAT (Tenaris) fue único oferente. El precio total cotizado es de US\$ 436.631.634 (US\$ 407.318.692 más US\$ 29.312.942) y se trata de la provisión de caños de acero sin costura de 36 y de 30 pulgadas de diámetro. Las autoridades de IEASA (ex Enarsa) aguardan disponer de los fondos necesarios para avanzar con la adjudicación.

También se abrieron las licitaciones de válvulas y otros materiales, pero aún resta licitar los compresores y además la obra de construcción, que debería lanzarse en los próximos días. Para esta tarea ya manifestaron interés Techint y SACDE (del Grupo Pampa Energía).

Energía&Negocios

Editor Responsable: María del Rosario Martínez: editor@energiaynegocios.com.ar
 Publicidad: publicidad@energiaynegocios.com.ar - Editado en Bs. As. - Argentina.
 Sarmiento 1889 piso 2 Capital Federal - Tel: 4371- 6019. whatsapp 54+ 9 1157466979
 Miembro de ADEPA . Las notas firmadas no necesariamente reflejan la opinión del editor. Prohibida su reproducción total o parcial (Ley 11.723) © E&N.
 www.energiaynegocios.com.ar



MARTELLI ABOGADOS

Sarmiento 1230, piso 9, C1041AAZ Buenos Aires, Argentina
 Tel +54 11 4132 4132 - Fax +54 11 4132 4101
 info@martelliabogados.com www.martelliabogados.com

neuquino y el mercado internacional es volátil y altamente competitivo.

Todo indica que los incrementos en la eficiencia y la disminución de los costos alcanzados en Vaca Muerta por las empresas del sector permitirían garantizar la conveniencia económica de abastecer a los mercados internos y regionales durante todo el año.

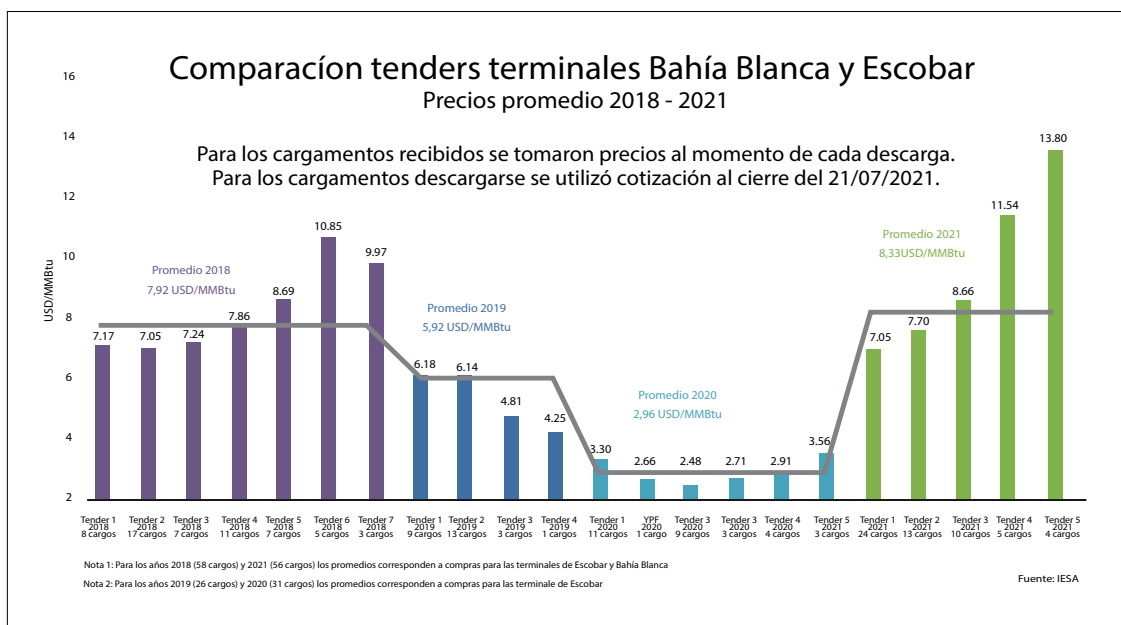
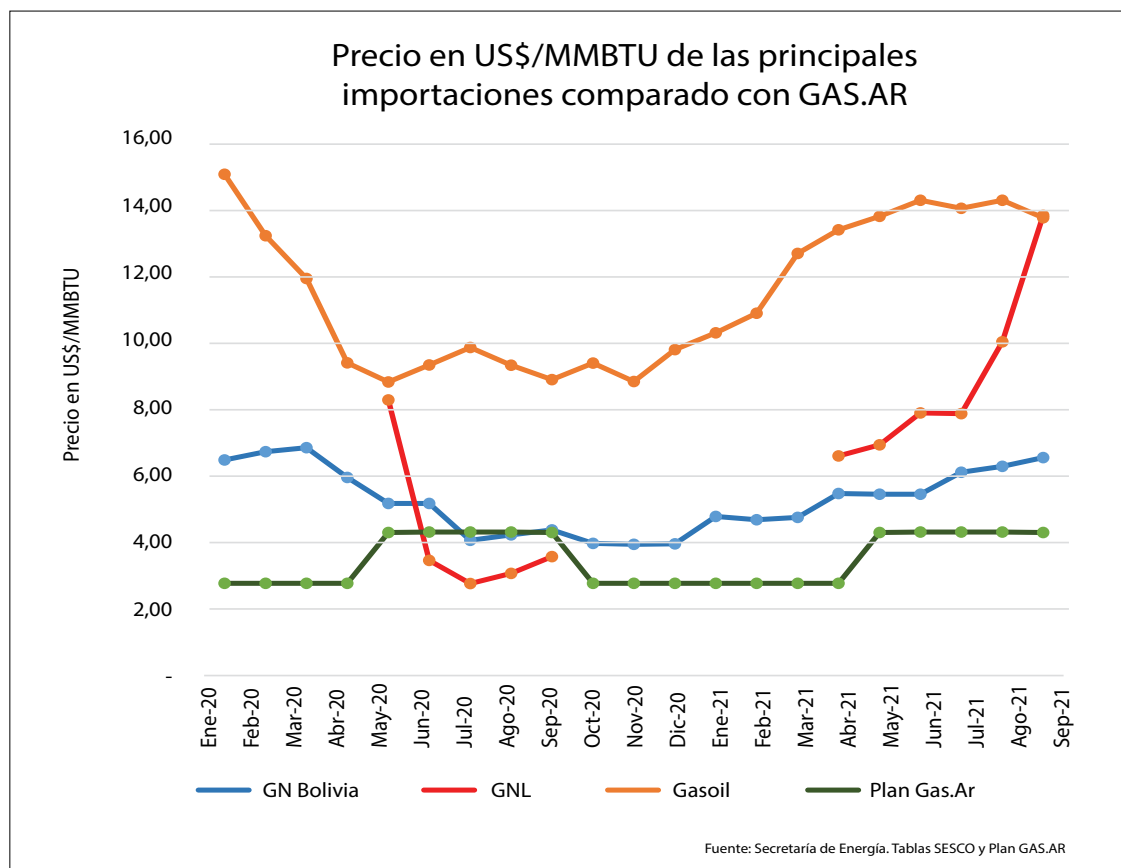
Volviendo a la exportación por medio de GNL, antes de realizar una terminal de licuefacción, se podría pensar en alcanzar un acuerdo comercial y realizar la operación por medio de la planta de regasificación de Quintero, ya que existe un gasoducto que la une y cuenta con instalaciones de embarque y almacenamiento.

La reconversión de plantas de regasificación a licuefacción tiene buenos antecedentes en EE.UU. pero se deberá estudiar finamente su conveniencia. La experiencia de YPF es una lección que los potenciales exportadores tendrán muy en cuenta.

El camino hacia la descarbonización ha quedado aletargado por el principio de realidad que impuso la guerra: seguridad energética primero, el planeta veremos. Está claro que el gas es el gran protagonista del siglo XXI y la Argentina está sentada en un taburete de dos patas: recursos, tecnología y el tercero: financiamiento. Ojalá que la puja por la renta gasífera no impida el pleno abastecimiento interno y permita también abundantes exportaciones.

Petroquímica

La producción de gas natural se refiere, generalmente, al principal componente: el metano. Sin embargo, de un pozo productor surge una variada mezcla de gases que varía en cada yacimiento e incluso en cada pozo. Junto con el metano, surgen cantidades variables de otros hidrocarburos como etano, propano, butano y gasolina natural (compuesta por pentano y superiores) y gases inertes



como nitrógeno y dióxido de carbono, agua y trazas de mercurio.

Pese a que estos hidrocarburos se encuentran en pequeñas proporciones, debido a su valor muy superior al metano, su extracción tiene una influencia significativa sobre la rentabilidad y la generación de valor de los proyectos. Esos gases se separan y procesan en diversas plantas -son numerosas en nuestro país— dedicadas al acondicionamiento y separación de gases que extraen propano, butano y gasolina natural, pero sólo

dos de ellas, además de los gases mencionados extraen el etano.

Éstas son el complejo Cerri, construido por la ex Gas del Estado en las afueras de Bahía Blanca, y el polo petroquímico y la Compañía Mega, Cerri permitió el nacimiento de dicho complejo y permitió su crecimiento.

El Polo Petroquímico obtiene derivados químicos del petróleo y de los gases asociados y la mayor parte de los productos se fabrican a partir de un número relativamente pequeño de hidrocarburos,

entre ellos el metano, el etano, propano, butano y los aromáticos como el benceno, tolueno y xileno, sustancias que representan la base de diversas cadenas productivas.

En muy pocas ocasiones las obras de infraestructura productiva fueron tan bien pensadas como Mega. Empresa que surgió como una asociación entre YPF, dueña del otrora principal yacimiento del país, Loma la Lata, con el 38% de las acciones,

Petrobras demandante del propano, butano y la gasolina natural con el 34% y Dow

propietario de Petroquímica Bahía Blanca, demandante de etano para producir etileno y luego polietileno.

El proyecto Mega consistió en una planta separadora de gases en las cercanías de Loma la Lata, un nuevo ducto de 600 km hasta Bahía Blanca y una planta fraccionadora de gases en destino que cuenta con instalaciones de almacenamiento y embarque.

La construcción del nuevo gasoducto brinda una serie de oportunidades y desafíos para MEGA. El incremento de la producción de gas en Neuquén permite ampliar la capacidad instalada, de hecho en la firma se plantean tres alternativas de crecimiento: ampliar la planta de Neuquén, construir otra similar en otro sitio de la cuenca o realizar pequeñas plantas adicionales.

Por otra parte, es necesario mencionar que MEGA fue diseñada para procesar la composición cromatográfica de gases de Loma la Lata. Sin embargo, los gases que actualmente se están extrayendo de la formación Vaca Muerta tienen un mayor contenido de etano (+100%), de propano (+70%) y de butano (+40%) mientras que tienen un menor contenido de gasolina natural.

El ingreso de gas con una composición diferente y variable requerirá de inversiones para poder operar la planta al máximo de su potencial.

Esta situación tiene un agravante: si bien en un yacimiento convencional cada pozo puede tener variaciones en la composición y así como también puede modificarse con el decaimiento de la presión, estos efectos son mucho más marcados en los pozos de yacimientos no convencionales.

De incrementarse la extracción de etano, surgirá un nuevo escalonamiento aguas abajo, se podría aumentar la capacidad productiva del polo petroquímico de Bahía Blanca y/o se podrían realizar instalaciones para su exportación en estado líquido. Cabe aclarar que la temperatura de licuefacción del etano es de -89 °C contra los -161 °C de GNL.



Guzmán analizó “agenda energética” junto a directivos de YPF

El ministro de Economía, Martín Guzmán, mantuvo un encuentro en el Palacio de Hacienda con representantes y staff de la compañía YPF, con quienes dialogó sobre “los planes de la empresa y la agenda energética del gobierno nacional, entre los cuales se destacaron el desarrollo de infraestructura y las oportunidades que ofrece el país para producir GNL”, describió sin mayores detalles un comunicado ministerial.

“Guzmán destacó, junto al Presidente de YPF, Pablo González, y el CEO, Sergio Affronti, la importancia de fomentar el desarrollo de la infraestructura para apuntalar la producción del sector energético”, agregó el comunicado, (sería en referencia al tendido de gasoductos y oleoductos para aumentar la capacidad de transporte de ambos hidrocarburos hasta los centros de consumo interno y también con vistas a la exportación).

Además, se puntualizó que en la reunión “se analizó la posibilidad de ampliar o extender el Plan Gas Ar a efectos de garantizar volúmenes adicionales de producción al momento en que estén finalizadas las obras del gasoducto Néstor Kirchner”, tema que fue anticipado la semana pasada por el Secretario de Energía, Darío

Martínez, quien no estuvo en la reunión.

La primera etapa de construcción de este ducto troncal (Tratayén-Salliqueló) implica unos 600 kilómetros de extensión y su financiamiento corre por cuenta del Estado nacional (unos US\$ 1.500 millones).

Se licitó la provisión de caños (adjudicada a SIAT-Tenaris-) y Economía ya liberó partidas específicas. También están activadas otras licitaciones para la provisión de otros materiales y equipamiento.

Mientras, se apura la licitación por parte de IEASA (ex Enarsa) para las obras de tendido (Techint, y Pampa Energía a través de SACDE están interesadas). Se estima que los trabajos se iniciarán en agosto-setiembre, aunque el gobierno pretende tener operativo el ducto en el invierno 2023.

Resta además contar con el financiamiento para licitar la segunda etapa del gasoducto PNK, diseñado para llevar el gas de Vaca Muerta hasta el sur de Santa Fe, para allí conectar con el GNEA, lo cual posibilitaría exportar gas natural a Brasil.

Asimismo, se indicó que “Guzmán y los representantes de YPF evaluaron los planes del Gobierno nacional para impulsar la producción de GNL en el país, y se tra-

bajó sobre las perspectivas del aumento de producción de fertilizantes en la Argentina”.

Se trata de productos muy demandados a nivel internacional como consecuencia de su menor disponibilidad en el contexto de la guerra entre Rusia y Ucrania (con las sanciones a Rusia promovidas por OTAN-EE.UU).

La semana pasada el ministro afirmó en ámbitos empresarios locales que el gobierno nacional está decidido

a impulsar iniciativas de inversión privada en proyectos de producción de GNL.

Al regreso de viajes a los Estados Unidos y luego de participar en reuniones del G-20, Guzmán habló de posibles inversiones por hasta 10 mil millones de dólares en cuatro o cinco años para producir y exportar GNL por valores en torno a los 15 mil millones de dólares hacia 2027. Si bien no hay precisiones, trascendió que están en consideración propuestas

con participación de YPF, PAE, TGS, Wintershall, entre otras importantes operadoras.

Participaron también en el encuentro el secretario de Política Económica, Fernando Morra; de Legal y Administrativa, Rita Tanuz; el subsecretario de Planeamiento Energético, Santiago López Osornio; y la subsecretaría de Hidrocarburos, Maggie Luz Videla Oporto.

Estuvieron además el director de YPF en representación del Estado Nacional, Demian Panigo; el Director del Banco Central, Guillermo Hang; el Vicepresidente de Gas y Energía de YPF, Santiago Martínez Tanoira; el Vicepresidente de Downstream, Mauricio Martín; y el CFO de la compañía Alejandro Daniel Lew.

Camuzzi activó el suministro de gas en General Villegas

La distribuidora de gas Camuzzi habilitó la obra que le permitirá a General Villegas abastecerse con gas.

Se trata de un desarrollo que demandó una inversión de \$ 1.300 millones, contempló la incorporación de 53 kilómetros de cañería, 2 estaciones reguladoras de presión (ERPs), como así también la reconversión de todos los artefactos que se encontraban instalados en los distintos hogares de la ciudad, a fin de que puedan ser utilizados con el nuevo fluido.

Hasta el momento la ciudad se abastecía con camiones de transporte de Gas Licuado de Petróleo (GLP), una logística que había limitado su desarrollo y que imposibilitaba la incorporación de nuevos usuarios al servicio.

El presidente y director corporativo de Camuzzi, Jaime Barba, destacó al respecto que “estamos orgullosos de haber podido concretar esta obra tan importante para General Villegas. Fueron muchas las reuniones que hemos mantenido a lo largo de todo este tiempo pensando la mejor manera para que el gas natural finalmente llegue. Y hoy, aquel sueño que parecía tan lejano es una realidad concreta, que traerá más trabajo, desarrollo y un mayor crecimiento para las economías regionales”.

A partir de la habilitación de esta obra, 4.500 familias de General Villegas podrán incorporarse al servicio, además de industrias y estaciones de GNC.

AXION energy

Combustible Premium

QUANTIUM

SUPERA LOS LÍMITES

RINDE MÁS KMS POR LITRO¹

MOTOR LIMPIO AL 100% EN SOLO DOS TANQUES²

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

De acuerdo con cálculos elaborados por CECHA

Las estaciones de servicio perdieron el equivalente a 5,5 meses de facturación

En los últimos cuatro años, las estaciones de servicio de todo el país perdieron el equivalente a 5,5 meses de facturación, indicó el último informe de expendio de combustibles elaborado por la cámara de expendedores CECHA, correspondiente a marzo.

“Aunque los números de volumen de venta siguen mostrando leves incrementos mes a mes, no alcanzan para revertir la crítica situación del sector que sobrevive en un contexto de alta inflación, atraso en los precios y paritarias sin techo”, sostuvo la entidad empresaria.

Su presidente, Gabriel Bornoroni, reiteró su advertencia sobre la situación del sector señalando que “desde hace cuatro años estamos operando en modo supervivencia. Primero fue la recesión (2018/19), luego la pandemia y ahora un contexto económico de incertidumbre, marcado por nuevos picos de inflación, el atraso en los precios, la escasez de combustibles y paritarias que superan la capacidad de pago del sector”.

Desde que comenzó la última recesión en Argentina, a comienzos de 2018, el mercado minorista de com-



bustibles líquidos perdió de manera acumulada ventas por 8.2 millones de m3, lo que representa 5.2 veces el volumen total vendido durante abril de 2018, el mes tomado como referencia.

El atraso de precios de combustibles agravó aún más la situación en un contexto en que el resto de los precios de la economía continúa subiendo. Por ejemplo, mientras el precio de la nafta súper se incrementó 17.5 % desde junio de 2021 hasta marzo de 2022, los precios al consumidor se incrementaron 39.7 %, los precios de alimentos y bebi-

das se incrementaron 43.8 %, el precio de la leche fresca en sachet se incrementó un 29.1 % y el precio del pan francés se incrementó un 45.4 %, para tomar sólo algunos productos de referencia, todo esto según datos oficiales de INDEC.

Esta evolución de los precios relativos ha provocado un peor desempeño de la facturación total de las estaciones de servicio del país, medidas a precios constantes, es decir, descontando la inflación, que el desempeño de los volúmenes.

Durante marzo de 2022, la facturación total a precios

constantes estuvo todavía 7.7 % por debajo del nivel registrado en marzo de 2018, 4 años atrás. En estos 4 años, la pérdida total de facturación equivale a 5.5 meses de facturación, a precios de inicio del periodo, señala el informe.

Según el detalle de expendio elaborado por CECHA, el volumen total de combustibles líquidos vendido en el canal minorista argentino se incrementó durante marzo de 2022 un 5.6 %, con incrementos en 23 de las 24 jurisdicciones provinciales. En comparación con abril de 2018, el total de ventas fue 3.2 % mayor durante marzo último, situación que ocurrió en 12 de las 24 jurisdicciones provinciales, en 5 de las cuales esto se debió exclusivamente al desempeño del gasoil.

“Aunque las estadísticas muestran subas leves en las ventas, no alcanzan para que las estaciones logren una rentabilidad razonable. El punto de equilibrio de una estación de servicio con 2 operarios de playa por turno, 1 cubrefranco, 1 encargado de turno y 1 empleado administrativo, fue de 305.000 litros, volumen mensual que no alcanza el 52.8 % de las estaciones de servicio del país”, explicó el dirigente.

Producción récord de no convencionales

Durante el mes de marzo se alcanzaron récords en la producción gas y petróleo de reservorios no convencionales. Además, la producción total de petróleo continúa creciendo y es la más alta desde 2011, informó la Secretaría de Energía de la Nación.

El Secretario, Darío Martínez, afirmó que “es una gran noticia que valoriza aún más el lanzamiento del Gasoducto Néstor Kirchner, que realizamos con el presidente Alberto Fernández”. “Tenemos una actividad en permanente crecimiento que necesita obras de infraestructura para llegar a todo el país”.

En total fueron 227 mil barriles diarios de petróleo no convencional y 69 millones de metros cúbicos diarios de gas no convencional. Un crecimiento interanual del 52 % y 42 % respectivamente.

“Todo esto es resultado del Plan Gas. Ar, que trajo previsibilidad a un sector que estaba en declino”, agregó el funcionario.

El petróleo no convencional representó el 40% de la producción total país de petróleo.

Gas

La producción de hidrocarburos sigue creciendo mes a mes.

El informe reporta que el gas no convencional representó el 55% de la producción total del recurso.

Además, la producción de gas total creció 10 % en marzo con respecto al mismo mes del año pasado, llegando a 125 millones de metros cúbicos diarios, y la de petróleo total lo hizo en el 13 % alcanzando los 571 mil barriles diarios.

Guzmán habló de inversiones de hasta US\$10 MM

El ministro de Economía, Martín Guzmán, adelantó que se conocerán una serie de “cambios normativos” que permitan la inversión de empresas internacionales en la explotación de gas y petróleo en el yacimiento de Vaca Muerta.

Al participar de manera virtual en el cierre de una jornada sobre Transición Energética organizada por IDEA en Neuquén, Guzmán remarcó que “hoy se ven posibilidades de inversión (privada) de hasta 10 mil millones de dólares para que Argentina esté exportando 15 mil millones de dólares en GNL hacia el año 2027”.

“La clave para acelerar el sector energético es la inversión, donde un rol muy importante tiene YPF, junto al capital internacional, para que hagan una rápida transformación”, enfatizó.

Es necesario construir infraestructura, y por eso estamos poniendo un foco allí, en uno de los proyectos más importantes, que es el gasoducto Néstor Kirchner



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

energía humana
en acción™

Energía dispuso un esquema que completa la provisión de gas a industrias y estaciones de GNC



La Secretaría de Energía instruyó a IEASA (ex-ENARSA) para que provea de gas “al pequeño número de usuarios industriales y estaciones de GNC que aún tenían problemas para cerrar contratos de abastecimiento de gas en el mercado para la temporada Mayo 2022 a Abril 2023”, se indicó.

La UIA informó al respecto a la Secretaría de Energía que solo dieciséis empresas del sector estaban en esa situación.

Por otra parte, las organizaciones de empresarios del sector expendedor de combustibles estimaron que sólo unas ochenta y tres tenían inconvenientes, de las mil cien Estaciones de Servicio de GNC existentes en el país. El Secretario de Energía Darío Martínez expresó que “la robustez del sistema por la mayor producción general de gas nacional, y el volumen acordado de inyección desde Bolivia, hacen que no exista mayor inconveniente, y con esta instrucción a ENARSA, se pueda resolver una situación que siempre tuvo pequeñas dimensiones.”

Con el 97 % del sector

ya contractualizado con sus habituales proveedores, ya sean estas productoras directamente o comercializadoras, el Gobierno Nacional utilizó a la estatal ENARSA para resolver la situación y abastecer de gas al grupo de empresas con problemas de abastecimiento. “La mayoría de ellas por estar localizadas en zonas próximas a cuencas en declino, por esperar cerrar sus contratos a último momento, por descalce entre la mayor producción y oferta de gas y la mayor demanda, por cambio de cuenca de origen en la contractualización de las distribuidoras, o por otras razones, no tenían contratado aún sus compras del fluido”, explicó Energía.

No obstante existan algunos casos muy puntuales en otras localizaciones, esta problemática se concentra en la región servida por la Cuenca Noroeste que mantiene su merma de producción. Martínez manifestó que “la intención es auxiliar transitoriamente a estas empresas con gas para su continuidad productiva, pero guiándolos nuevamente hacia proveerse de gas y contractualizarse con

productoras y comercializadores en el mercado”.

Las empresas industriales interesadas podrán contratar directamente con ENARSA o a través de las comercializadoras, a un precio de US\$ 6.05 el MMBtu para operaciones interrumpibles, y un precio 20 % más elevado para contratos en firme. La intermediación de las comercializadoras no podrá elevar estos precios en más del 6 %, nunca imputable a ENARSA. El precio determinado para estas operaciones de ENARSA con la industria, es superior al promedio ponderado del gas del sistema que tiene origen en financiamiento estatal.

Por su parte, la Estaciones de GNC lo harán a través de las respectivas distribuidoras a un precio variable, siempre 5 % más elevado que el que YPF cobra a las estaciones que abastece.

La instrucción abarca el periodo desde 1 de Mayo al 30 de Septiembre de 2022. Si bien esta prevista la posibilidad de prórroga, la misma implica un incremento de los precios en 7.5% bimestral, se indicó.

Pampa Energía aumentó 60% producción de gas

El presidente de Pampa Energía, Marcelo Mindlin, destacó que “nos llena de orgullo que gracias al esfuerzo inversor que hicimos en los últimos años, en 2022 aumentamos en un 60 por ciento nuestra producción de gas, y estamos invirtiendo para crecer aún más cuando esté listo el nuevo gasoducto”, en referencia al troncal Tratayén-Salliqueló (Presidente Néstor Kirchner).

Puntualizó además que “el incremento de producción de este invierno le permite al país ahorrar cerca de 900 millones de dólares” en importaciones de GNL.

Pampa Energía alcanzará un récord de 11,4 millones de metros cúbicos diarios en 2022. El yacimiento El Mangrullo, ubicado a 50 kilómetros de Cutral Có y Plaza Huincul, en Neuquén, es uno de los principales activos de la compañía y la pieza clave para que Pampa pueda aumentar significativamente su producción de gas.

Allí se están realizando 20 nuevos pozos y la construcción de la nueva planta de tratamiento de gas, entre otras obras, en las que trabajan más de 800 personas a diario.

Pampa destacó que el Plan Gas.Ar ha sido fundamental para el desarrollo y el crecimiento que ha tenido el yacimiento en los últimos dos años. En ese plazo, tuvo un incremento del 50 % y para el invierno espera un pico de producción que duplicará la producción previa al Plan.

Además, se indicó, Pampa Energía sigue trabajando de manera sostenida y ya está realizando inversiones para incrementar su capacidad de tratamiento y transporte del gas. Una vez que entre en servicio el nuevo gasoducto troncal, podrá dar un nuevo salto en la producción y ofrecer volúmenes incrementales de gas.

Con relación al tendido del nuevo ducto, Mindlin manifestó su interés en participar, a través de la Constructora SACDE, en la licitación que convocará el gobierno nacional, lo cual se espera ocurra en las próximas semanas.

Horacio Turri, director ejecutivo de Exploración y Producción de la compañía, destacó que “el nuevo gasoducto va a permitir eliminar la mayor restricción al crecimiento de la producción. Tanto Pampa, como las demás empresas, podrán tener mayores niveles de actividad, las provincias tendrán mayores regalías y sería un gran alivio a la balanza comercial del país”.

Pampa Energía es la sexta productora de hidrocarburos de Argentina y la tercera en la Cuenca Neuquina. Está presente en 13 áreas de producción, 5 áreas de exploración de gas y petróleo en las cuencas hidrocarburíferas más importantes del país (Neuquina, San Jorge y Noroeste) y tiene una participación del 8 % de la superficie de Vaca Muerta.



Construimos Infraestructura Construimos Crecimiento

Somos SACDE.

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

ENERGÍA
GAS Y PETRÓLEO
INFRAESTRUCTURA Y SANEAMIENTO
ARQUITECTURA

f @ y in
sacde.com.ar

sacde

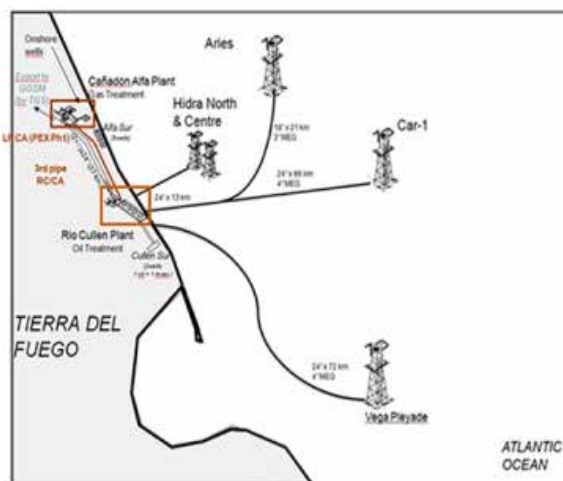
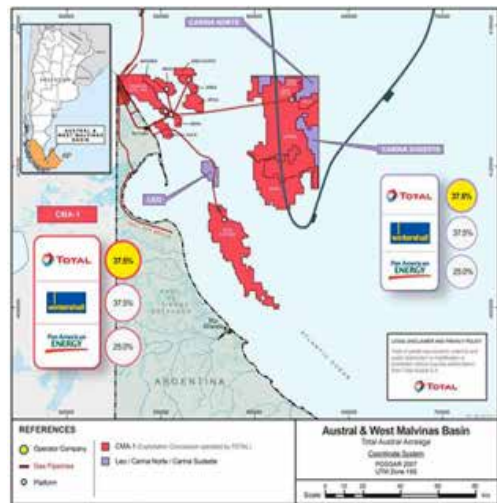
Prorrogan hasta 2041 la concesión offshore en la Cuenca Marina Austral

El gobierno nacional prorrogó, a partir del 1° de mayo de 2031 y por el plazo de diez años, la concesión de explotación de hidrocarburos offshore sobre la superficie de los Lotes de Explotación “Argo”, “Aries”, “Carina”, “Fénix”, “Orión”, “Orión Norte”, “Orión Oeste” y “Vega Pleyada” del Área I de la Cuenca Austral, perteneciente a la Cuenca Marina Austral, en lo que respecta a la superficie bajo la jurisdicción del Estado Nacional.

La prórroga de la concesión (que fuera otorgada en 1994), fue concedida a las empresas titulares de tal concesión Total Austral sucursal argentina, Wintershall Dea Argentina, y Pan American Sur, que tienen una participación asociada de 37,5 %, otro 37,5 %, y 25 por ciento, respectivamente, en los términos de la Ley 17.319 (de Hidrocarburos) y sus modificatorias y normas complementarias.

La medida fue dispuesta a través del decreto 195/2022 en respuesta a una solicitud formulada por estas empresas y luego de la evaluación técnica, legal y económica realizada por el gobierno, respecto de los compromisos contractuales vigentes, y los futuros ahora establecidos.

El decreto publicado en el Boletín Oficial delimita los lotes del Área I de la Cuenca Austral ya referidos, (de acuerdo con las coordenadas en la Proyección Gauss Krüger), con una superficie aproximada de 1.948,57 kilómetros cuadrados, y aprobó el Plan de Inversiones y Obras comprometido por las empresas concesionarias para el período de prórroga de la explotación (1° de mayo de 2031 a 30 de abril de 2041), que representa una inversión total de US\$ 700 millones.



La empresa formalmente designada Operadora del área (Total Austral) remitirá en forma anual a la Autoridad de Aplicación Nacional los informes específicos que den cuenta del avance y cumplimiento en la ejecución del Plan de Inversiones y Obras mencionado y sobre el abandono de los pozos y las instalaciones, y cumplimentará las demás obligaciones de información establecidas en la normativa vigente y/o de la que se dicte en el futuro, señala el Decreto firmado por el Presidente Alberto Fernández, el Jefe de Gabinete, Juan Manzur, y el ministro de Economía, Martín Guzmán.

“El cumplimiento del Plan de Inversiones y Obras que se aprueba es condición para la vigencia de la concesión que en virtud de este acto se prorroga”, puntualiza el texto.

Asimismo, el Decreto estableció “en la suma de US\$ 15.270.403 el monto del bono de prórroga que regula la Ley 17.319, con la modificación introducida por la Ley 27.007 (actualización de cánones hidrocarburíferos).

“La suma indicada deberá ser depositada por las empresas Total Austral S.A.;

Wintershall Dea y Pan American Sur S.A., en función de sus respectivos porcentajes de participación, dentro de los noventa (90) días hábiles a contar a partir del día siguiente de la fecha de notificación (de la prórroga) en pesos, al tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina vigente al cierre del último día hábil anterior al del efectivo pago, mediante cheque No a la Orden a favor de la cuenta que le será comunicada por la Autoridad de Aplicación Nacional al momento de dicha notificación”.

Asimismo, el decreto 195/2022 estableció que “a partir de la entrada en vigencia de la prórroga las empresas concesionarias pagarán al Estado Nacional un porcentaje del 15 % (quince) en concepto de regalías sobre el producido de los hidrocarburos extraídos de los lotes del Área CMA-1 bajo su jurisdicción”.

Hasta ahora dichas regalías eran del 12 por ciento.

En los considerandos del Decreto 195 se explica que la prórroga solicitada “se refiere a la superficie que se halla bajo la jurisdicción concedente del Estado Nacional,

por estar ubicada más allá de las Doce (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley 23.968, hasta el límite exterior de la plataforma continental, conforme con lo establecido por los artículos 1° de la Ley 17.319 y sus modificatorias y la Ley 26.197” (Ley Corta), que reconoce la pertenencia a las provincias de los yacimientos ubicados en sus territorios, incluidos los offshore hasta las 12 millas marinas.

Asimismo, el Decreto puntualiza que “la solicitud de prórroga realizada por los concesionarios de explotación se fundamenta en la necesidad de contar con un horizonte temporal más amplio dada la complejidad y los elevados costos que implica la explotación de hidrocarburos costa afuera”.

“Se estima que el otorgamiento de la prórroga permitirá continuar con el desarrollo de las inversiones en el área, con el fin de mantener un caudal de producción de gas natural del orden de veinte millones de metros cúbicos por día (20 MMm³/día) representando entre el 13,8 % (2011) y el 16,7 % (2020) del total del gas na-

tural producido en el país”, se destaca.

El Área CMA-1 cuenta con 260 pozos que producen diariamente un volumen aproximado de 20,6 MMm³/día de gas natural y 888 m³/día de petróleo, habiendo sido la producción total para el año 2020 de 7.508 MMm³ de gas y de 324.120 m³ de petróleo con un monto total de inversiones para el mismo año de US\$ 24.180.000.

En cuanto a los valores correspondientes a los lotes en jurisdicción del Estado Nacional, la producción diaria asciende a 13,8 MMm³ de gas natural y a 415 m³ de petróleo, con una acumulada anual de 172.643 m³ de petróleo y 5.053 MMm³ de gas, con 49 pozos y una inversión de US\$ 13.820.000.

En cuanto a la ejecución de las inversiones, el Decreto 195 describe que los últimos datos definitivos correspondientes al cierre del año 2020 determinan que ascendieron a US\$ 952.000.000 en lo que respecta a la superficie bajo jurisdicción del Estado Nacional, y a la suma de US\$ 1.140.000.000 respecto de la fracción correspondiente a la Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, alcanzando la suma de US\$ 2.092.000.000 para toda la concesión.

Las reservas hidrocarburíferas de la totalidad del Área CMA-1 al fin de la concesión, calculadas al 31 de diciembre de 2020, ascendieron a 3.670.000 m³ de petróleo y a 64.471 millones de m³ de gas natural.

En tanto, los valores correspondientes a la porción de la concesión ubicada en la jurisdicción del Estado Nacional son de 2.260.000 metros cúbicos de petróleo y de 42.490 millones de metros cúbicos de gas.

40 AÑOS DE CRECIMIENTO

MEIP
GAS & PETRÓLEO

TECNO
HEATERS

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

Extienden permisos de exploración a Shell y Qatar Petroleum

La Secretaría de Energía prorrogó por un plazo de dos años los permisos de exploración de hidrocarburos otorgados en 2019 a las empresas Shell y Qatar Petroleum, sobre dos bloques de aguas profundas ubicados en la Cuenca Argentina Norte, a través de las resoluciones 303/2022 y 304/2022. Esas concesiones fueron adjudicadas en 2019 durante la anterior administración nacional, y formaron parte del otorgamiento de permisos de exploración para la búsqueda de hidrocarburos en 18 áreas del ámbito Costa Afuera Nacional.

Las resoluciones consideraron que es *“conveniente conceder un plazo razonable para la realización de las actividades pendientes y su posterior interpretación y evaluación técnica y económica”*.

Ambos bloques de exploración (denominados CAN_107 y CAN_109) se encuentran en el borde de la plataforma continental, tienen un área de 8.341 y 7.860 kilómetros cuadrados respec-

tivamente, y se extienden en zonas de aguas someras y profundas desde los 200 a los 2.500 metros de profundidad.

Según comunicó Shell en 2019, durante la fase inicial de exploración se obtendrá información sísmica nueva y de calidad, que permitirá evaluar las formaciones de hidrocarburos y conceptos identificados.

Su potencial de largo plazo permitiría desarrollar un portafolio de aguas profundas, indicó, Andy Brown, director de Upstream de la firma energética anglo-holandesa.

El permiso de exploración se divide en dos períodos de cuatro años cada uno, por lo que, con la extensión de hoy en el primero, se ampliará a un total de diez años entre ambos.

Con una antelación no menor a 60 días corridos de la fecha de finalización del primer período de exploración, los permisionarios de exploración notificarán a Energía si continuarán explorando en el área o si la revertirán totalmente.

TGN nuevamente en el índice de sustentabilidad BYMA

Por tercer año consecutivo, TGN forma parte de un panel de 15 compañías evaluadas y reconocidas por su desempeño en los cuatro pilares ESG-D.

En el tercer rebalanceo del Índice de Sustentabilidad realizado por Bolsas y Mercados Argentinos - BYMA, TGN vuelve a distinguirse junto a otras catorce empresas por su desempeño ESG-D (Ambiental, Social, de Gobierno Corporativo y Desarrollo Sostenible). El Índice evalúa el desempeño de las emisoras listadas en BYMA, en función de la información reportada y disponible al público en general.

Néstor Raffaeli, CFO de la compañía, destacó: “Nos sentimos orgullosos de formar parte de este panel de empresas que integran el Índice de Sustentabilidad de BYMA.

Significa un reconocimiento a cada uno de los equipos de TGN, quienes realizan un sostenido esfuerzo para mejorar la calidad de la gestión teniendo como norte los objetivos de triple impacto. Creemos que este Índice no sólo es importante para atraer capitales, sino para motivar y retener colaboradores que contribuyen a nuestro liderazgo regional como único operador que vincula Chile, Brasil, Bolivia y Uruguay”.

TGN configura alianzas con organizaciones que comparten los valores de la sustentabilidad. Las acciones son diseñadas en consideración de cuatro ejes fundamentales: educación, construcción de ciudadada-

nia, cuidado del medio ambiente, desarrollo local a través de la cadena de valor. La compañía toma en consideración para sus programas e iniciativas los principios que se promueven desde la Red Argentina del Pacto Global: derechos humanos, prácticas laborales, ambiente y anticorrupción.

“Reportamos nuestro desempeño desde 2005 a través del formato Comunicación del Progreso y según normas GRI desde 2009, buscando transparentar nuestra contribución con las comunidades y con el ambiente desde nuestro rol en la cadena de suministro energético a través del transporte de gas por gasoductos de alta presión”, expresó Iván Hansen, gerente de Asuntos Públicos de la compañía.

El Índice de Sustentabilidad BYMA fue presentado por primera vez en 2018 y cuenta con el apoyo técnico y knowhow del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Evalúa y distingue el desempeño ESGD de las empresas más líquidas, es decir, aquellas que han sido parte del Índice Merval o S&P Merval en los últimos años.

TGN es la operadora regional de ductos y proveedora de soluciones confiables para el desarrollo de proyectos energéticos. Opera y mantiene alrededor de 11.000 km de gasoductos de alta presión y 21 plantas compresoras y es la responsable de transportar el 40% de gas inyectado en gasoductos troncales argentinos a través de los Gasoductos Norte y Centro Oeste.



Nos apasiona saber que nuestro trabajo es una **fuerza positiva** que **transforma** al país y a la región.

SABEMOS DE QUÉ SE TRATA.

-  TGN
-  TGNGas
-  TGN
Fuerza en movimiento
-  TGNGas

El conflicto rusoucraniano generará grandes cambios en energías. Podría ampliarse el rol de las fuentes alternativas

Siglo XXI super cambalache

Por Fernando Schaich *

Si Enrique Santos Discépolo despertara hoy, que diría de este siglo XXI?

En 22 años ya fuimos testigos del ataque a las torres gemelas, de una pandemia global y ahora una guerra, aparentemente entre Rusia y Ucrania, pero que es mucho más que eso.

Quizás el Santos Discépolo de hoy, en lugar de evocar a Carnera, San Martín o a Stavisky (que curiosamente era un famoso estafador nacido en Ucrania que murió el mismo año en que el tango Cambalache fue compuesto: 1934), obtendría su inspiración para el “Cambalache del siglo XXI” en personajes como Trump, Xi Jinping, Maduro y por supuesto el mismísimo Putin.

Obviamente no voy a opinar políticamente, pero hablemos de energía y de las turbulencias por las cuales la Europa de hoy se encamina hacia un cambio (no sabemos bien cual y cuándo, pero que habrá un cambio, casi nadie duda) cuyas consecuencias seguramente llegarán hasta nuestra región.

Comencemos por decir que de los 400.000 millones de metros cúbicos de gas que la Unión Europea importaba en 2020, 152.000 millones provenían de Rusia. Es decir, casi el 40%.

El destino de ese gas puede verse en el siguiente gráfico:

No es necesario hacer un detallado análisis para darnos cuenta de que la invasión rusa a Ucrania y el rol de los combustibles fósiles en la base estructural de la política rusa, se ha decodificado en un imperioso cambio de rumbo en



las políticas energéticas de la Unión Europea.

En particular, en Alemania, del total de gas importado el 60% es de origen ruso, en Italia, representa el 40% y en el caso de Hungría, Letonia, Bulgaria o Finlandia, representa más del 80%.

En el gráfico 1 puede verse claramente la dependencia de los países europeos del gas ruso así como las otras fuentes de suministro. Datos de 2020 en miles de millones de metros cúbicos transportados por cañería. Ya en el pasado habíamos tratado el tema de las políticas europeas para la desfosilización de la matriz energética. Pues bien, estos hechos recientes no hacen más que acelerar todo este proceso y de alguna manera ampliarlo. Es interesante analizar que hoy la Unión Europea tiene una gama mucho más variada (comparada con crisis anteriores por ejemplo) de herramientas para desacoplarse de esa dependencia fundamentalmente debido a que las soluciones alternativas renovables o “limpias” se encuentran en un estado de madurez mucho mayor y por sobre todo, se han masificado a lo largo y ancho de muchí-

simos mercados.

Como condimento adicional, muchos Estados (en particular los más desarrollados) han destinado recursos adicionales a la segunda transición energética como una de las respuestas ante la crisis sanitaria desatada por causa del COVID y obviamente ante la presión de la evidencia científica de los motivos del calentamiento global.

Si vamos a las medidas concretas que se están planteando, obviamente no podemos obviar el H2 verde como la nueva vedette. Sin embargo, como ya hemos comentado en otros artículos, la entrada generalizada del H2 verde en el mercado llevará aún algún tiempo. Salvo algunos casos muy específicos basados en subsidios. Recordar que el H2 verde es más costoso que cualquier derivado de origen fósil que se quiera sustituir al día de hoy siempre que no se agreguen costos-castigo a los productos de origen fósil. Ya hemos comentado suficiente en anteriores artículos, sobre este tema, por lo que lo dejaremos de lado por un rato sin dejar de reconocer que probablemente sea la principal solución al problema.

Si embargo, hay muchas otras medidas que pueden ser aplicadas en el corto plazo y que podrían apalancar dicho desacople y que se suman al efecto “H2 verde”.

La primera (y aparentemente la más obvia) es acentuar la penetración de la generación renovable en la matriz eléctrica. Fundamentalmente la eólica y la solar deberían continuar jugando un rol fundamental, por ejemplo desplazando rápidamente el uso de gas en la generación eléctrica. Para que ello ocurra se

debería acelerar radicalmente su instalación de nueva capacidad.

El programa “Fit for 55” lanzado en Julio de 2021 en la Unión Europea (que busca contraer las emisiones de gases de efecto invernadero en un 55% para 2030 ya preparando el camino para la neutralidad en carbono hacia 2050) propone medidas para adaptar la legislación de la UE en temas tan variados como Agricultura, Transporte, Energías Renovables, Eficiencia Energética, Infraestructura para combustibles alternativos, Normativa sobre emisiones, y muchísimos temas más.

Por ejemplo, declara que es posible instalar en Europa, adicionales 158 GW de energía solar fotovoltaica al 2025. Sin embargo algunas organizaciones como Solar Power Europe redoblan la apuesta e indican que sería posible agregar bastante más: 320 GW, siempre y cuando se sorteen algunos obstáculos, especialmente en el permitting de este tipo de proyectos. La infraestructura eléctrica es también un escollo a tener en consideración, pero eso no sería el mayor problema en el caso Europeo.

Un concepto similar pero con valores algo menores pero igual de significativos aplica a la energía eólica y en menor grado a la geotérmica.

Vale mencionar que si bien la situación varía muchísimo dependiendo del país europeo que se esté analizando, en general, el acceso a la tierra donde desplegar los proyectos renovables no es algo fácil en el viejo continente. Espacio no es precisamente lo que sobra en Europa.

La regulación de ordenamiento territorial, los permisos

de acceso a las tierras y las limitaciones del uso de la misma para determinados fines, hacen que los valores a pagar por el uso de las superficies destino de instalaciones de generación de energías renovables, complique muchísimo el panorama. La buena noticia es que son decisiones que los gobiernos y la propia Unión Europea podría tomar en el corto plazo. Quizás mientras yo escribo esto, ya se están tomando algunas de ellas. El conflicto Rusia – Ucrania como mencionamos al principio, ha acelerado algunas tendencias.

Otra medida que puede alinearse a este fin, es la eficiencia energética a nivel industrial. Tecnologías como bombas de calor, calderas y chillers eléctricos, se encuentran hoy en un estado de madurez avanzado y a los precios del gas actuales, sus inversiones tienen un repago relativamente rápido. Obviamente que eso requiere de nuevas capacidades técnicas en la operación y en algunos casos hasta el rediseño de las plantas industriales. Pero nada que parezca un verdadero obstáculo.

El uso de bombas de calor no solo se podría aplicar en industrias sino también para calefacción en el segmento residencial (incluyendo sistemas de calefacción centralizados en pueblos o barrios) y por supuesto, comercial.

Según la European Heat Pump Association, en 2021 se instalaron casi 2 millones de bombas de calor en Europa, para 2022 se espera un crecimiento del 25% es decir, unos 2,5 millones de bombas de calor instaladas y para el 2025 unos 7,4 millones. Esto siempre y cuando se dé el

Vaetrix Dataloggers

MÁS DE 25 AÑOS DE EXPERIENCIA EN EL MERCADO



www.flousa.com.ar



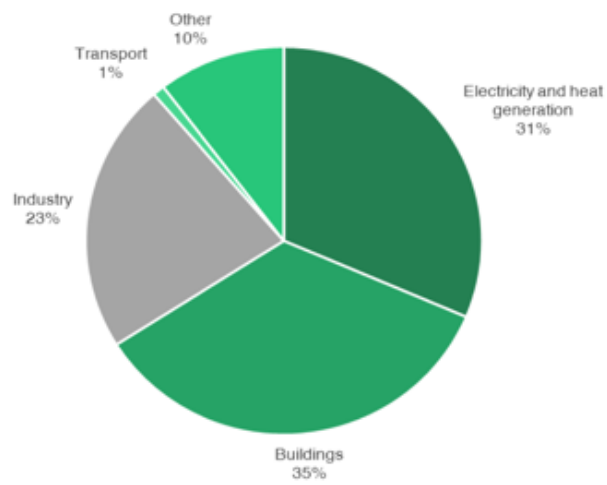
Registadores de presión y temperatura
Apto para pruebas neumáticas/Hidráulicas
Temperatura ambiente

Exactitud hasta 0.05%
Fácil operación
App celular

Alimentación a pilas AA o cable
Opción bluetooth
Certificado de calibración

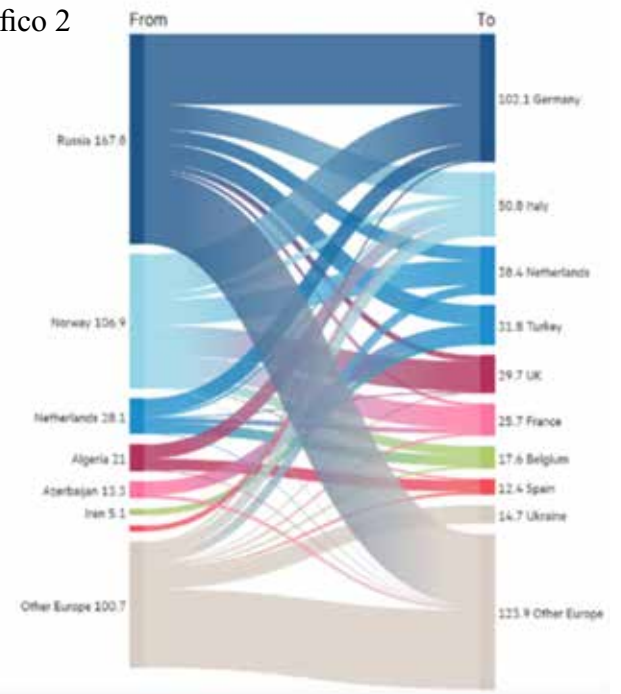
Grafico 1

2020 GAS CONSUMPTION BY SECTOR (EUROSTAT)



*Fuente: "EU can stop russian gas imports by 2025, elaborado por Bellona Europa, Ember, RAP y E3G.

Grafico 2



*Fuente: BP Statistical Review of World Energy

necesario apoyo de políticas públicas y no sin esfuerzo claramente.

Por último, me gustaría mencionar un elemento que es clave y podría ser un catalizador fenomenal (como ya lo es entre algunos países europeos) que es la integración energética. En particular la eléctrica, permite que se aprovechen los recursos de manera eficiente según horarios, longitudes y latitudes, etc.

Claro, ustedes dirán pero justamente Alemania acaba de suspender la aprobación final del gasoducto Nord Stream 2 de 1200 km de longitud y que va desde un sitio cercano a San Petersburgo hasta el norte de Alemania y que suponía una integración energética entre esos dos países. Esto, no hace más que confirmar que cuanto más integrados energéticamente estén los países, menos dependencia tendrán. La pregunta no es solo: con quién integrarse? Sino cuánto integrarse? Cuanto más, mejor evidentemente.

Que consecuencias puede tener esta crisis en general y en particular en nuestra región? Sin duda que Latinoamérica no será ajena a todo esto y de alguna manera también aquí se acelerarán las transformaciones. Sin embargo, tenemos una gran ventaja: las restricciones de espacio que se tienen en Europa (consecuencia de

las cuales, las regulaciones y los procesos de aseguramiento de tierras son por demás complejas, lentas y costosas y se encuentran en plena revisión), no aplican aquí. O al menos no en la mayoría de las regiones. Tenemos un continente con recursos renovables fantásticos, mucho espacio, solo falta mejorar la infraestructura y como mencionamos antes, integrarnos. Por qué no poder aprovechar el sol del norte chileno cuando en Argentina, Brasil o Uruguay esta nublado o no hay viento y por qué no poder aprovechar el excelente recurso eólico de la Patagonia Argentina durante las noches cuando en Brasil hay sequía?

Derrotado el mito de las "renovables son caras" y el de "las renovables no pueden superar el 30% de la matriz eléctrica", solo queda intentar que nuestros países tengan reglas de juego claras y de largo plazo, las inversiones vendrán solas. Parece entonces bastante obvio que este conflicto, que nos sorprendió el pasado 24 de febrero, está teniendo consecuencias mucho más allá del drama humano y generará cambios grandes en el tema energético. Cambios que al parecer traerán alivio al único planeta en que vivimos.

* Fernando Schaich Fundador Seg Ingeniería, Vicepresidente AHK Uruguay en HnEuDc



Energía que impulsa a la industria

Estamos presentes en todas las cuencas productivas y llegamos con gas natural a todo el país y la región. Producimos petróleo, GLP, energía eléctrica, renovable y ofrecemos productos y servicios a la industria y estaciones de servicio. Elaboramos combustibles de máxima calidad en la refinería más moderna de Sudamérica.

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

PAN-ENERGY.COM

Pan American ENERGY

Energía responsable

Suscribase

Energía&Negocios

+54 91157466979

publicidad@energiaynegocios.com.ar

Luego de once meses de subas según reportó Fundelec

La demanda promedio país de electricidad bajó 1,5% en marzo

La demanda de energía eléctrica durante marzo registró un descenso de 1,5 % en comparación con la del mismo mes del año pasado y alcanzó los 10.884,5 GWh, indicó la fundación privada Fundelec. Dicha caída de la demanda ocurrió a nivel residencial e industrial, mientras que se notó una suba del consumo en las actividades comerciales, se describió.

El informe puntualizó que *“de este modo, la demanda eléctrica descendió tras una seguidilla de once meses consecutivos de ascenso a partir de abril de 2021”*.

En marzo de 2022, la demanda neta total del MEM fue de 10.884,5 GWh; mientras que en el mismo mes de 2021, había sido de 11.047,7 GWh. Por lo tanto, en la comparación interanual se evidencia un descenso de 1,5 por ciento. En marzo existió un crecimiento intermensual del 3,1 %, respecto de febrero de 2022, que fue un mes con tres días menos y alcanzó los 10.561,2 GWh. Además, se registró una potencia máxima de 21.332 MW, el 3 de marzo de 2022, lejos de los 28.231 MW de enero de 2022, record histórico.

En cuanto a la demanda

residencial de marzo, representó el 42 % de la demanda total del país con una fuerte caída de 4,2 % respecto al mismo mes del año anterior. En tanto, la demanda comercial subió 1,5 %, siendo el 29 % del consumo total, y la demanda industrial resultó el 29 % del consumo total, con una baja en el mes del orden del 0,7 % aproximadamente.

Evolución del consumo

La demanda eléctrica registra en los últimos doce meses (incluido marzo de 2022) 1 mes de baja (marzo de 2022, -1,5%) y 11 meses de suba (abril de 2021, 14,9%; mayo, 14,2%; junio, 12,1%; julio, 1,9%; agosto, 8,7%; septiembre, 3,3%; octubre, 4,4%; noviembre, 4,7%; diciembre de 2021, 9,9%; enero de 2022, 9,4%; y febrero de 2022, 4,7%). El año móvil (últimos doce meses) presenta una suba del 7 %.

En cuanto al consumo por provincia, en marzo, 15 fueron las provincias y/o empresas que marcaron ascensos: La Rioja (10%), San Juan (9%), Catamarca y San Luis (6%), Mendoza y EDEA (5%), Jujuy, Misiones, Salta y Santa Cruz (4%), EDES



(3%), Formosa y EDELAP (2%), Corrientes y Córdoba (1%), entre otros. En tanto, 12 provincias y/o empresas presentaron caídas: Chubut (-11%), Entre Ríos (-9%), La Pampa (-7%), Santa Fe y Chaco (-6%), Santiago del Estero y EDEN (-3%), Río Negro, Tucumán y Neuquén (-1%). En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de Capital y GBA, que demandaron un 30 % del consumo total del país y registraron un descenso conjunto de 3,4 %, los registros de CAMMESA indican que EDENOR

tuvo un decrecimiento de 3,7 %, mientras que en EDESUR la demanda descendió 3%. El resto del país cayó en su consumo el 0,8% promedio.

En cuanto a las temperaturas, el mes de marzo de 2022 fue menos caluroso en comparación a marzo de 2021. La temperatura media fue de 20.8 °C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue 22.2 °C, y la histórica es de 21.6 °C.

La generación térmica e hidráulica son las principales fuentes utilizadas para satisfacer la demanda, aunque

se destaca el crecimiento de las energías renovables. En marzo, la generación hidráulica se ubicó en el orden de los 1.605 GWh contra 1.991 GWh en el mismo período del año anterior, lo que representa una variación negativa del 19%. Si bien se sigue observando muy bajo caudal en las principales cuencas, como Paraná, Uruguay y Comahue -bastante por debajo de las marcas históricas- se destaca una leve mejora en las del Paraná y Uruguay, respecto a meses anteriores.

En tanto, el consumo de combustibles, frente a una generación térmica con baja cercana al 4%, fue similar al del mismo mes del año pasado. Con una demanda de gas natural algo menor, la diferencia se ubica en los combustibles alternativos. Así, en marzo siguió liderando ampliamente la generación térmica con un aporte de producción de 63,43 % del total. Por otra parte, las centrales hidroeléctricas aportaron el 14,21 % de la oferta, las nucleares proveyeron 6,66 %, y las generadoras de fuentes alternativas el 15,37% del total. Por otra parte, la importación representó el 0,33% de la demanda, detalló el informe.

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.RE.G.A. Cámara de Comerciantes de Derivados de Petróleo, Garages y Afines de Tucumán.

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

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

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

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

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

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

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

C.E.GNC
Cámara de Expendedores de GNC

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

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

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

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

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

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

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

Basualdo afirmó que “el Estado nacional apuesta al crecimiento del sector nuclear argentino”

El subsecretario de Energía Eléctrica, Federico Basualdo, afirmó que “*el Estado nacional apuesta al crecimiento del sector nuclear y a consolidar los proyectos que aportan energía de base, limpia y segura, a la matriz de generación eléctrica nacional, y que también tienen un impacto muy importante en el desarrollo tecnológico e industrial argentino*”.

La declaración se dio en el marco de una recorrida por el Complejo Nuclear Atucha (en la localidad bonaerense de Lima, partido de Zárate) que el funcionario de Energía realizó invitado por el Directorio de Nucleoeléctrica Argentina y sus pares de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA).

Junto con autoridades nacionales, municipales, provinciales, sindicales y empresariales, visitaron la central nuclear Atucha II y recorrieron la obra del reactor CAREM, al tiempo que se describió el estado del Plan Nuclear Argentino.

El presidente de la NA-SA, José Luis Antúnez, el vicepresidente Jorge Sidelnik y los directores Gabriel Barceló, Isidro Baschar y Alejandro Estévez, recibieron a los invitados en el Auditorio de Ingeniería de Atucha.

Antúnez y la titular de la CNEA, Adriana Serquis estuvieron a cargo de la presentación de la visita de la que participaron más de 100 autoridades de diferentes sectores clave. Durante el encuentro Antúnez aseguró que “la industria nuclear está aquí para quedarse”, y que “es una industria de base, estable y necesaria”.

“Atucha II va a tener una

vida útil de 90 años. El proyecto Atucha III va a traer 700 empleos fijos a la región, y va a dejar alrededor de US\$ 500 millones de insumos comprados a la industria metalmeccánica nacional”, indicó el presidente de Nucleoeléctrica.

Antúnez afirmó: “*lo más importante para nosotros es que los proyectos tengan el máximo contenido nacional posible, que produzcan empleos locales y que tengan un Sistema de Gestión Ambiental incorporado desde el diseño*”.

Nucleoeléctrica es la empresa a cargo de la operación de las tres centrales nucleares en funcionamiento en el país: Atucha I, Atucha II y Embalse. La potencia instalada total de sus tres plantas es de 1.763 MW y la cantidad de trabajadoras y trabajadores directos de la empresa es de 3.000.

Nucleoeléctrica Argentina es una sociedad anónima cuyo capital social accionario se encuentra distribuido entre el Ministerio de Economía de la Nación (79%), la Comisión Nacional de Energía Atómica (20%) e Integración Energética Argentina S.A (IEASA).

La empresa también está a cargo de la comercialización en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de la energía producida por sus plantas y del gerenciamiento de proyectos que aseguren la normal operación de sus instalaciones, así como también de aquellos que tengan por objetivo la construcción de futuras centrales nucleares en territorio nacional.

La construcción de Atucha III

En cuanto a los proyectos



nucleares establecidos, el 1 de febrero de 2022, Nucleoeléctrica Argentina y la Corporación Nuclear Nacional China (CNNC) firmaron el contrato para la construcción de Atucha III, un reactor de 1.200 MWe y una vida útil inicial de 60 años que se instalará en el Complejo Nuclear Atucha. El proyecto supone una inversión de US\$ 8.300 millones y permitirá incrementar en más de 60 % la generación eléctrica de origen nuclear.

El contrato EPC (ingeniería, compras y construcción) prevé la provisión de la ingeniería, construcción, adquisición, puesta en marcha y entrega de una central del tipo HPR-1000, que utilizará uranio enriquecido como combustible y agua liviana como refrigerante y moderador.

El contrato establece que la construcción de la Central será financiada en un 85 % por China, pero en las últimas semanas trascendió que habría gestiones en procura

de acordar su financiamiento total, habida cuenta de las restricciones que padece la economía argentina.

“*Las obras de construcción comenzarán a fines del corriente año y requerirán la creación de más de 7.000 empleos durante el pico de obra, 700 empleos fijos para su operación y una integración aproximada del 40 % con los proveedores nacionales*”, refirió NA-SA.

La empresa tiene un enorme capital humano especializado gracias a la experiencia en la operación de sus plantas, de la construcción y finalización de Atucha II y del Proyecto Extensión de Vida de la Central Nuclear Embalse, entre muchos otros desafíos. Ese conocimiento permitió que Nucleoeléctrica venda servicios de ingeniería y asesoramiento técnico a centrales en China, Canadá y Brasil. La generación de energía de origen nuclear en el país permitió ahorrar en 2021

la emisión de 4,7 millones de toneladas de CO2 al ambiente. Las centrales nucleares ocupan un lugar clave en la lucha contra el cambio climático y en el camino hacia la transición energética, porque no generan gases ni partículas causantes del efecto invernadero, uno de los responsables del calentamiento global.

Extensión de vida de Atucha I

La licencia para Atucha I emitida por la Autoridad Regulatoria Nuclear se termina en 2024 marcando el final de su primer ciclo de vida útil.

Desde el año 2006 se comenzaron a realizar los estudios necesarios para evaluar el proyecto de extensión de vida y se concluyó que Atucha I podría generar energía limpia y segura por dos décadas más.

La parada de reacondicionamiento tendrá una duración de 2 años a realizarse entre 2024 y 2026 e implica una inversión de US\$ 450 millones, la creación de 2.000 puestos de trabajo directo e indirecto y la generación de oportunidades para proveedores nacionales calificados para las tareas de construcción y fabricación de componentes.

La Central Atucha I inició su construcción en junio de 1968 y se convirtió en la primera central nuclear de potencia de América Latina, al ser conectada al Sistema Eléctrico Nacional en marzo de 1974. “*Si bien es la primera central argentina, todos sus sistemas de seguridad fueron actualizados y cumplen con las exigencias locales e internacionales*”, se puntualizó.

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



Los países de Europa, con sigilo, compran gas en rublos

Putin puso en tensión al sistema cambiario europeo

El gobierno ruso firmó a fines de marzo, un decreto mediante el cual establece que el pago del suministro y el costo de transporte del gas que recibe Europa desde abril debería realizarse exclusivamente en rublos.

La decisión es una respuesta de Rusia a las sanciones adoptadas a raíz de la invasión sobre Ucrania.

En principio los destinatarios fueron personas físicas—oligarcas multimillonarios rusos—y más tarde tenía extendidas a las operaciones de cambio que lleva adelante a la Rusia del férreo Vladimir Putin.

Para efectuar el pago las empresas occidentales deben abrir dos cuentas especiales en el banco Gazprombank: una en rublos y otra en divisas. Los pagos deben realizarse mediante transferencia de euros o dólares a la cuenta en divisas.

A continuación, el banco vendería esta moneda en la Bolsa de Moscú y abonaría la suma recibida en la cuenta en rublos del comprador extranjero, transfiriendo luego el dinero a Gazprom. Según el decreto del presidente ruso, es la recepción en rublos por parte del productor de gas lo que debe considerarse como pago por el suministro de combustible.

La Comisión Europea aclaró el pasado viernes que los pagos por el gas natural ruso en euros o dólares, que se convertirían posteriormente en rublos, no serían una violación de las sanciones impuestas a Rusia si el país

considerara que las obligaciones contractuales de los compradores se cumplen en cuanto se abone la suma en la divisa extranjera correspondiente.

Carbón

Por su parte, la Unión Europea (UE) ha aplicado por primera vez sanciones al carbón ruso y sopesa nuevas medidas contra el petróleo y gas, pero sin mucha convicción, la cuestión tiene más presencia en los medios de comunicación que en el ánimo de la dirigencia europea.

Los primeros afectados fueron Polonia y Bulgaria que se negaron a pagar en rublos. Sin embargo, el gas estaría fluyendo a Varsovia sin problemas, triangulado mediante las compras alemanas.

Desde Bruselas, la presidenta de la Comisión Europea, Ursula von der Leyen, públicamente, advirtió que Europa debe negarse a comprar el gas en rublos. No está claro si los germanos están en la lista de países "hostiles" de Vladimir Putin.

Lo que está claro es la falta de criterio unificado en la UE, respecto del recursos energéticos rusos.

La realidad es que el carbón, el petróleo y el gas rusos continúan fluyendo a la vieja Europa y sin levantar el perfil, algunos gobiernos accedieron a pagar en rublos. Este hecho impulsó que la moneda rusa se apreciara a un nivel más alto que el que tenía antes del conflicto, concretamente a niveles de noviembre 2021



La carne es débil

Entre los mayores importadores individuales de gas ruso se encuentran Uniper, con sede en Düsseldorf, y OMV, con sede en Viena. Las negociaciones entre los compradores europeos y Gazprom, el mayor proveedor de gas ruso controlado por el estado, se han intensificado a medida que vencen los contratos.

ENI, empresa pública italiana, otro de los grandes clientes de Gazprom, está

evaluando sus opciones, según han rebelado fuentes cercanas a las negociaciones. La compañía con sede en Roma, tiene hasta finales de mayo, cuando vence su próximo pago por los suministros rusos, para decidir si continúa con las compras.

Hungría pagará con rublos

El gobierno de Hungría ha confirmado que utilizará el sistema de pagos puesto en marcha por Rusia para pagar en la moneda rusa las impor-

taciones de petróleo y gas, a pesar de la batería de sanciones impuestas contra Moscú por su invasión militar de Ucrania. El ministro de Exteriores húngaro, Peter Szijjarto, ha defendido la decisión de Budapest en una entrevista concedida a la cadena de televisión estadounidense CNN y ha destacado que "el 85% del suministro de gas" y "el 65% del suministro de petróleo" llegan desde Rusia.

Alexéi Grivach, subdirector ejecutivo de la Fundación de la Seguridad Energética Nacional de Rusia para los asuntos de gas, explica a BMF.ru que Europa "no logró formular una postura más o menos solidaria" en relación con los pagos.

Según explicó, hoy en día en Europa se han manifestado dos posturas diferenciadas: los países que, como Polonia y Bulgaria, se negaron a pagar por el gas y dejaron de recibirlo y los países que abrieron dos cuentas en el banco ruso Gazprombank, pagaron en euros y solicitaron una conversión a rublos.

Una de las cuestiones más apremiantes que divide a los países europeos es la cantidad de gas que tienen almacenado en sus reservas.

En marzo, la Comisión Europea introdujo nuevas reglas de reservas mínimas que obligan a los países de la UE a llenar sus reservas hasta al menos el 80 % para el próximo noviembre—cifra que aumentará al 90 % en los próximos años—con objetivos intermedios para agosto, septiembre y octubre. Sin embargo, los niveles restantes en las reservas siguen siendo dispares entre los países del bloque.

Los niveles de gas almacenado por Polonia en sus reservas llegan al 76 %, según los datos de Gas Infrastructure Europe para este mes de



EL COMPLEJO INDUSTRIAL QUE FABRICA, PROVEE Y EJECUTA GRANDES MONTAJES DE AISLACIÓN

Florida 274 2º piso. C.A.B.A (011) 4326-0062

Ruta 7 Km 70 Lujan (02323) 420422

www.incaaislaciones.com.ar

Andamios




Certificado de conformidad INTI Nº 67-31300

Este producto está certificado bajo las normas:

UNE-EN 12810-1
UNE-EN 12811-1

Aislaciones Térmicas




Somos fabricantes de Lana Mineral con certificación ISO 9001 2015

- Lana mineral
- Perlita expandida
- Panelería modular
- Poliestireno
- Foam glass
- Colchonetas desmontables
- Poliuretano
- Fire proofing
- Spray de lana mineral

abril. Polonia, en 2019 había manifestado su intención de no prorrogar el contrato con Gazprom, como resultado de una estrategia a largo plazo, el país espera reemplazar los suministros rusos con el gas que recibirá del gasoducto Baltic Pipe cuya construcción podrá completarse a finales de este año.

Por su parte, Bulgaria se encuentra en una situación más complicada, con sus reservas a solo el 17 % del nivel máximo. No obstante, según Konstantín Simonov, director ejecutivo de la Fundación de la Seguridad Energética Nacional de Rusia, es posible que el país intente usar el gas que pasa a través de su territorio por el gasoducto Balkan Stream a Serbia y a Hungría.

Mientras, Alemania y Austria, unos de los países que más dependen del gas ruso, lograron acumular tan solo el 33 % y el 17 % en sus reservas, respectivamente, hecho que podría generar dificultades a la hora de rechazar los suministros rusos. Italia, por su parte, también tiene cerca del 35 % de sus reservas.

El Banco Nacional de Macedonia del Norte comunicó al finalizar abril que las empresas nacionales pueden volver a pagar en rublos por el gas natural ruso, del que este país depende al 100 %.

En declaraciones a los medios, la gobernadora del banco, Anita Angelovska, dijo que la moneda nacional rusa está nuevamente en la lista de tipos de cambio del Banco Nacional de la que fue eliminada hace dos meses.

“Decisión política”.

Según Simonov, la división de Europa sobre esta cuestión también se debe a razones políticas. El experto señala que el esquema presentado por Rusia es “muy cómodo para los compradores” que, técnicamente, pagan en euros por el gas, mientras que Gazprombank se encarga de la conversión a rublos. “Técnicamente, si la empresa desea decir que paga en euros, puede declararlo en Europa. Así que se trata únicamente de una cuestión de elección política, y por eso ahora está claro quién toma una decisión económica y quién, una decisión política”, explica.

“En general, está claro que habrá negativas orgullosas donde las posturas antirrusas son más fuertes”, opina. En este contexto, Simonov predice que los principales países de Europa occidental aceptarán el esquema, mientras que gran parte de Europa del Este rechazarán el rublo como moneda de pago.

Al mismo tiempo, María Belova, de la agencia consultora Vygon Consulting, sostiene en declaraciones a Kommersant que Occidente parece haberse dividido entre los países de “la Vieja Europa” y “la Nueva Europa”. Esta última, según Belova, podrá rechazar los suministros del gas ruso con más facilidad. Al mismo tiempo, la experta considera que estos “nuevos países de la UE” esperan una recompensa por las eventuales pérdidas económicas o podrán exigir que otros Estados cubran sus necesidades energéticas.

Alemania

Alemania está dispuesta a terminar con las importaciones de varios hidrocarburos rusos en los próximos meses, confirmó el pasado domingo el canciller del país, Olaf Scholz. Sin embargo, Uniper, la principal empresa importadora del gas natural ruso a Alemania, no descarta la posibilidad de pagar por el suministro en rublos. Así lo confirmó este miércoles Tiina Tuomela, directora financiera de la compañía.

“Consideramos que la modificación del proceso de pago cumple con la ley sobre las sanciones y por tanto los pagos son posibles”, dijo

Tuomela durante una llamada telefónica con analistas, citada por Reuters. La representante agregó que el primer pago bajo ese nuevo esquema debería realizarse a finales de mayo.

Uniper considera que la suspensión de los suministros de gas ruso a Polonia no afectará el tránsito a través del gasoducto Yamal-Europa. “Se trata de un acuerdo entre esa contraparte [la polaca] y Gazprom. Por lo tanto, no tendrá un impacto en el tránsito de volúmenes a través de Polonia”, aseguró este miércoles Niek den Hollander, director comercial de la entidad.

Sin embargo, el CEO de Uniper, Klaus-Dieter Maubach, estimó en una entrevista para el diario Frankfurter Allgemeine Zeitung que Rusia podría cortar las entregas del gas si Occidente decide implantar un embargo petrolero. “Cualquier acción por el lado occidental puede desencadenar reacciones”, subrayó.

Alemania sigue siendo el país europeo que más depende del gas ruso. Así, en el primer semestre de 2021, Gazprom le suministró 28.900 Mm/m³ de gas, según Bloomberg. Un eventual corte de las entregas podría costarle a la economía germana 220.000 millones, o 6,5 % del PIB.

Suspensión de los suministros a Polonia y Bulgaria

Este miércoles, el gigante gasístico ruso Gazprom suspendió los suministros de gas a Bulgaria y a Polonia tras su negativa a pagarlo en rublos. Asimismo, la empresa recalcó que ambos son países de tránsito y advirtió que, “en caso de extracción no autorizada de gas ruso de los volúmenes de tránsito hacia terceros países, los suministros para el tránsito se reducirán en ese mismo volumen”.

Por su parte, la presidenta de la Comisión Europea, Ursula von der Leyen, calificó la medida de “injustificada” e “inaceptable”, al aseverar que se trata de “otro intento de Rusia de utilizar el gas como herramienta de chantaje”.

Un total de diez compradores europeos de gas ruso han abierto cuentas especiales en rublos en Gazprombank y cuatro ya han efectuado los pagos en la moneda rusa, según la agencia Bloomberg, que cita fuentes cercanas a Gazprom. Moscú está diversificando sus exportaciones de hidrocarburos ya afectadas por las sanciones europeas. En particular, en marzo, China duplicó sus compras del carbón ruso.

HACIENDO HISTORIA

MODELO EXPLORER

CALZADO DE SEGURIDAD

SOLES BY MICHELIN

FUNCIONAL

Petrobras sigue con su plan de desinversiones

Petrobras vendió por 2.200 millones de dólares toda su participación en un campo de explotación en aguas profundas del océano Atlántico que comparte con la subsidiaria de la española Repsol.

Petrobras tiene previsto alcanzar desinversiones que varían entre los 15.000 millones de dólares y los 25.000 millones de dólares entre 2022 y 2026.

La negociación se cerró este jueves con la empresa brasileña Petro Rio Jaguar Petróleo Ltda, que desembolsó 292,7 millones de dólares en la firma del contrato.

Otros 1.660 millones de dólares serán abonados al cierre de la transacción y se entregarán hasta 250 millones de dólares en pagos contingentes, dependiendo de las cotizaciones futuras del Brent, ha explicado Petrobras.

El campo vendido es el de Albacora Lester y está ubicado, en su mayoría, en la cuenca de Campos, un yacimiento localizado en el denominado



presal, el horizonte de explotación que Brasil descubrió en aguas profundas por debajo de una capa de sal de dos kilómetros de espesor y cuyas gigantescas reservas pueden convertir al país en uno de los mayores exportadores mundiales de crudo.

El pozo, que se encuentra a unos 120 kilómetros del litoral de Río de Janeiro y cuya concesión está compartida con la española Repsol (que posee el 10 % de la participación), tuvo una producción de 25.400 barriles de petróleo

por día durante el primer trimestre de 2021 y de 615.300 metros cúbicos de gas por día, según la empresa.

Petrobras es el operador del campo y tiene una participación del 90 %, mientras que el 10 % restante pertenece a Repsol Sinopec Brasil, subsidiaria de la petrolera española.

La venta está enmarcada en el ambicioso plan de desinversiones de la mayor empresa de Brasil y que tiene como objetivo reducir la deuda, mejorar su perfil financiero y centrar las operaciones en los activos más rentables, principalmente los de explotación de hidrocarburos en aguas muy profundas.

Según Petrobras, la compañía busca concentrar sus recursos en los campos que tiene en aguas profundas del océano Atlántico, "activos que han demostrado una gran ventaja competitiva a lo largo de los años, con menores emisiones de gases de efecto invernadero".

Petrobras, que está controlada por el Estado brasileño pero cuenta con acciones negociadas en las bolsas de Sao Paulo, Nueva York y Madrid, tiene previsto alcanzar unas desinversiones que varían entre los 15.000 millones de dólares y los 25.000 millones de dólares entre 2022 y 2026.

ExxonMobil duplicó ganancias

ExxonMobil, la mayor petrolera estadounidense, anunció un beneficio neto de 5.480 millones de dólares en el primer trimestre de 2022, el doble respecto al mismo periodo del año anterior. La compañía obtuvo una facturación de 90.500 millones de dólares, un 53 % más interanual, pero se anotó un cargo de 3.400 millones por el cierre planeado de su negocio en Rusia, según indicó en un comunicado. Su producción entre enero y marzo fue de 3,7 millones de bb/d de producto equivalente al petróleo, un 4 % menos respecto al trimestre anterior, que atribuyó a parones relacionados con el clima y al aumento de los precios.



Inversión de Shell Overseas en India

Shell Overseas Investments comprará la plataforma Sprng Energy de Actis, que tiene más de 2.900 MW de activos solares y eólicos en funcionamiento o en desarrollo en India.

El precio de la operación es de 1.470 millones de euros y está sujeta a autorización regulatoria. Aun así, se espera que la transacción se cierre en 2022.

Sprng Energy, que es una inversión del fondo Actis Energy 4, suministra energía solar y eólica a empresas de distribución eléctrica en India. La compañía tiene otros 7,5 GW de proyectos de energía renovable en trámite.

La jefa de infraestructura energética de Actis, Lucy Heintz, dijo: "El crecimiento y el éxito de Spring en India es una prueba más de nuestra capacidad para construir una infraestructura sostenible líder en el mercado en cualquier parte del mundo, al mismo tiempo que generamos rendimientos competitivos para nuestros inversores".

"Tenemos más de una década de experiencia apoyando la Transición Energética y con Sprng hemos construido una plataforma de energía renovable que será fundamental para impulsar el viaje neto cero de la India. Esperamos crear más Sprngs con nuestro último fondo, Actis Energy 5", continuó.

El socio de Actis Energy Infrastructure, Sanjiv Aggarwal, dijo: "Sprng es la mejor plataforma de energía de su clase que brinda energía limpia y confiable a millones de personas en toda la India. Por eso, seguimos comprometidos con el mercado indio y su transición ecológica, y esperamos invertir 1.000 millones más en la región para fines de 2026".

CASTELLI & ASOCIADOS
MARCAS Y PATENTES

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

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

UBICACIÓN, COMODIDAD Y TRAYECTORIA

IDEAL PARA DISFRUTAR BARILOCHE

EN PLENO CENTRO DE LA CIUDAD
CONTAMOS CON ESTACIONAMIENTO PRIVADO
Y EXCLUSIVO CAFÉ BAR.

Moreno 252 - Bariloche, Argentina - +54 294 4426146
www.hotelnahuelhuapi.com

Wintershall Dea fortalecerá su actividad hidrocarburífera fuera del territorio de Rusia

Mario Mehren, CEO de Wintershall Dea, calificó la agresión bélica de Rusia contra Ucrania como un “punto de inflexión fundamental para Wintershall Dea”.

Pocos días después de comenzar la guerra, Wintershall Dea anunció la suspensión por su parte de la financiación de Nord Stream 2, interrumpió sus pagos a Rusia y rechazó rotundamente cualquier proyecto nuevo en Rusia.

La empresa fortalecerá a partir de ahora su portafolio fuera de Rusia e incluirá en sus planes nuevos países. También aumentará las inversiones previstas en gestión de carbón y en hidrógeno.

La empresa reaccionó pocos días después de que comenzara la guerra. Anunció la suspensión de la financiación por su parte de Nord Stream 2 e interrumpió los pagos a Rusia. La empresa rechazó rotundamente cualquier nuevo proyecto en Rusia, así como cualquier nuevo proyecto con socios rusos fuera de Rusia.

Consecuencias financieras

En el primer trimestre, Wintershall Dea tuvo un deterioro de 1.500 millones de euros en sus activos relacionados con Rusia, lo que provocó una pérdida neta de 1.000 millones de euros en el mismo trimestre.

Sin embargo, los resultados financieros subyacentes de la empresa siguen siendo sólidos y, impulsados por el entorno exterior y la fuerte producción, dieron lugar a una elevada generación de flujo de caja. Además, el apalancamiento de la empresa es el más bajo de su historia y apuntala nuestro sólido balance.

Demandas de embargo de energía

Mehren respondió a las demandas de un embargo de energía y de la paralización inmediata de todos los proyectos actuales en Rusia. “Entiendo perfectamente los llamados a una prohibición inmediata de las importaciones de gas ruso. Pero también entiendo el complejo dilema al que se enfrenta el gobierno alemán. Supone una gran responsabilidad para Alemania, para su competitividad, prosperidad y estabilidad social”.

Las importaciones de gas de Rusia “pueden sustituirse, pero no de inmediato”, añade.

Tras un intenso debate, Wintershall Dea ha decidido

mantener su participación en los proyectos actuales en Rusia. Si nos retiráramos, miles de millones de activos pasarían a manos del Estado ruso.

Fortaleciendo el portafolio fuera de Rusia

El sector de la energía se enfrenta a una “gran incertidumbre”. Pero Wintershall Dea tiene claros dos temas estratégicos: el fortalecimiento de su portafolio y la transición energética.

La empresa fortalecerá su portafolio: “para diversificar las fuentes de suministro de energía europeas y mejorar aún más la resiliencia de nuestra empresa”. Wintershall Dea está “analizando todas las opciones para aumentar los volúmenes de gas y el suministro de energía”.

A este objetivo contribuirán los importantes proyectos de Nova, Njord y Dvalin en Noruega.

El objetivo de la empresa es comenzar la producción

“ya a finales de este año”. Wintershall Dea está también examinando oportunidades en todo el mundo: en países en los que ya está presente y en nuevos países potenciales.

Transición energética: reducción de 20 a 30 millones de toneladas de emisiones de CO2 al año para 2040

La empresa tiene previsto desde hace tiempo evolucionar invirtiendo en soluciones de gestión de carbón y de hidrógeno.

Mehren anunció que Win-

tershall Dea “trabaja actualmente en un modelo de gestión de carbón y de hidrógeno que permitirá reducir las emisiones de CO2 entre 20 y 30 millones al año para 2040”.

Ante la agresión bélica de Rusia, los responsables políticos, la sociedad y la industria deben tomar decisiones y compromisos incómodos, apunta Mehren. Porque: “Alemania y Europa necesitan de un suministro de energía seguro y asequible. Esta necesidad seguirá existiendo”.

Tecpetrol

EXPLORAR ES NUESTRO PUNTO DE PARTIDA.

Ahora te invitamos a hacerlo juntos.

www.tecpetrol.com

YPFB le generó a Tarija una renta de US\$ 5.824 millones

La empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) generó, entre 2006 y 2022, US\$ 5.814 millones de renta petrolera para el departamento de Tarija; recursos económicos que llegaron a la gobernación, la Universidad Autónoma Juan Misael Saracho y los gobiernos municipales, según un informe difundido por la Gerencia de Planificación Corporativa de la estatal petrolera.

Durante la gestión 2021, alcanzó a US\$ 177 millones. De enero a diciembre de 2022, se estima llegar a una renta de US\$ 197 millones. La renta petrolera está conformada por el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), regalías, pa-

tentes e impuestos y la participación de YPFB.

La estatal petrolera destina para la presente gestión US\$ 2 millones en la perspectiva de concretar 680 instalaciones de gas a domicilio en Tarija, a pesar de las restricciones de licencias. El proyecto reactivará las actividades productivas y prestación de servicios de usuarios de los sectores doméstico, comercial e industrial.

La petrolera actualizó el plan de expansión para la región, en el que se contempla el presupuesto y la programación para la construcción de redes de gas; trabajos que permitirán la reactivación de las inversiones, con lo cual se mejorará



la calidad de vida de los habitantes de Tarija.

La finlandesa Neste reportó ganancias

Neste obtuvo un beneficio neto de 640 millones de euros en el primer trimestre del año, lo que supone un aumento interanual del 71 %, gracias al incremento de los márgenes de ganancia, informó este viernes la compañía petrolera finlandesa.

El beneficio bruto de explotación (ebitda) de Neste creció un 56,5 % entre enero y marzo, hasta los 916 millones de euros, mientras que su ganancia operativa se situó en 762 millones, un 66 % más.

No obstante, la empresa resaltó que el principal indicador de rentabilidad, el ebitda comparable (excluyendo las partidas extraordinarias) aumentó en menor medida, en concreto un 34,7 %, hasta 578 millones de euros.

Neste facturó 5.523 millones de euros, un 76,3 % más que en el primer trimestre de 2021, debido sobre todo al fuerte aumento del precio de los carburantes, que incrementó los ingresos en unos 2.000 millones de euros, y a la revalorización del dólar.

Su negocio de derivados del petróleo, el más importante por ingresos, facturó 3.019 millones de euros, un 93 % más interanual, pese a que su volumen de ventas de gasolina y diésel se redujo un 1,6 %, hasta los 2,62 millones de toneladas.

Chevron ganó un 355% en el primer trimestre

La petrolera estadounidense Chevron comunicó este viernes un beneficio neto de 6.259 millones de dólares en el primer trimestre de 2022, un 355 % más respecto al mismo periodo del año anterior.

La compañía obtuvo una facturación de 54.373 millones de dólares, casi un 70 % más alta a nivel interanual, según indicó en un comunicado. Su producción entre enero y marzo fue de 3,06 millones de barriles diarios de producto equivalente al petróleo.

ESTACIONES DE SERVICIO

Cuando la imagen habla por sí sola.

Equador

A'DESIGN AWARD WINNER 2021 BRONZE

A'DESIGN AWARD WINNER 2020 SILVER

WINNER DESIGNS

Equador energía, Posto P10 en la ciudad de Manaus, Brasil.

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.

La AOG Patagonia será en agosto en Neuquén

El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas anunció oficialmente que la Argentina Oil & Gas Patagonia (AOG Patagonia), la ya tradicional exposición que se realiza cada dos años, tendrá lugar del 10 al 12 de agosto en la ciudad capital de Neuquén.

El evento, que fue pospuesto en 2020 debido a la pandemia del COVID 19, es esperado por las empresas y profesionales locales ya que propicia el marco necesario para el encuentro entre quienes se dedican a la industria de los hidrocarburos: desde las grandes operadoras y empresas de servicios, hasta los pequeños productores de la cadena de valor.

De entre las fechas barajadas para su realización,

se optó finalmente por la del miércoles 10 al viernes 12 de agosto próximos, tres días en los que volveremos a favorecer los contactos entre las operadoras y los proveedores; exhibir y posicionar las marcas; lanzar nuevos productos y tecnologías, y dar a conocer nuevos emprendimientos.

La AOG Patagonia se realiza, una vez más, en plena cuenca productiva, en las cercanías de Vaca Muerta, y tiene lugar en un momento en que la actualidad geopo-

lítica nos inspira más que nunca a buscar la seguridad energética del país. Como en ediciones anteriores, la disponibilidad de espacios se encuentra vendida prácticamente en su totalidad, lo cual nos asegura una AOG Patagonia exitosa como en los últimos años, en que contamos con más de 8.000 visitantes.

Como es usual en los eventos del IAPG, acompañará a la muestra una rama académica: las I Jornadas integrales de Desarrollo y

Producción de Reservorios No Convencionales, dirigidas a funcionarios, directivos, profesionales y técnicos de la industria que trabajan en todos los aspectos de gas no convencionales y Tratamiento y Transporte de Gas. Estas jornadas contarán con la presentación de trabajos y con mesas redondas donde se tratarán los temas de actualidad.

Las nuevas generaciones de profesionales también estarán representadas a través de la sexta jornada de Jóve-

nes Profesionales Oil & Gas (JOG6) que ya viene organizando la Comisión de Jóvenes Profesionales del IAPG, dirigida a los que recién llegan a la industria y a los interesados en elegirla: estudiantes de los últimos años y jóvenes profesionales que ya han ingresado o aspiran a ingresar en la industria de los hidrocarburos.

Y no faltarán las charlas técnicas de las empresas expositoras, así como las Rondas de Negocios entre operadoras y PyMEs.

Naturgy amplía su red de estaciones

Naturgy suma 3 estaciones de carga de GNC a la red de su marca, ampliando a 14 los establecimientos ubicados en su área de concesión.

Las nuevas estaciones se encuentran situadas en: Avenida Dr. Marcos Paz 1222 (Esq. San Luis) en la localidad de Marcos Paz; Avenida Brigadier J. M. de Rosas 23887 en Virrey del Pino, La Matanza; y en Otero 3902 (Ruta 21) en Pontevedra, partido de Merlo. Las estaciones de GNC ya existentes de bandera Naturgy están emplazadas en Mercedes, Tres de Febrero, La Matanza, Merlo, Los Cardales, Gral. Rodríguez, José Ingenieros, Morón, Villa Lynch y Jáuregui, detalló la Compañía.

Es importante destacar que el GNC, la alternativa sustentable para los combustibles líquidos, genera un menor impacto en el medio ambiente y además es un combustible más económico. Desde el año 1992 la licenciataria hoy denominada Naturgy BAN S.A. brinda su servicio de distribución de gas natural por redes. Es la segunda distribuidora de gas de la República Argentina por volumen de ventas, con más de 1.631.000 clientes residenciales, 49.200 comerciales y 1.200 industrias, 400 estaciones de GNC y 3 subdistribuidoras.

SI SE SUSPENDE
EL PARTIDO,
QUE NO SEA
POR FALTA DE
ENERGÍA.



IRON POWER
GENERADORES
HASTA 2000 KVA



IRONGROUP

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

☎ 0800 888 IRON (4766)
☎ 11 6227 2500

